



**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TESIS DOCTORAL

**CONTROL DE PARQUES EÓLICOS
OFFSHORE CONECTADOS A RED
MEDIANTE ENLACE DE CONTINUA HVdc-
LCC**

Autor:

MIGUEL EDUARDO MONTILLA D'JESÚS

Directores:

Dr. D. Santiago Arnaltes Gómez

Dr. D. David Santos Martín

Leganés, 2010

*«Es mucho más fácil detectar el error que descubrir la verdad;
el primero se halla en la superficie y no cuesta demasiado dar con él;
la segunda reposa en las profundidades y explorarla no está al alcance de cualquiera».*

Johann Wolfgang von Goethe

Agradecimientos

Ante todo quisiera agradecer a Dios Todopoderoso por haberme dado la paz y la sabiduría para culminar este reto de mi vida.

A mi madre. Esto es para ti, mamá. Mi triunfo es tuyo. Gracias por haberme guiado siempre por la vida sin apagarme nunca las lámparas del amor y del consejo.

A mis hijas, Karen Virginia y Victoria Saraí, para que esta meta sea un estímulo para llegar lejos en vuestras vidas. Esto es para vosotras.

También quisiera mostrar mi agradecimiento de manera muy especial a mi esposa Keila. Sin ella no podría haber soportado una misión que requería todo mi tiempo. Gracias por tener paciencia y ayudarme a leer y corregir el texto con cariño.

Quisiera agradecer de manera muy sincera a mis tutores, Santiago Arnaltes Gómez y David Santos Martín, por su paciencia, consejos y ánimos para aprender y culminar esta Tesis, lo que ha supuesto el primer paso para una larga amistad.

Quisiera mostrar mi agradecimiento a todo el personal docente y administrativo de la Universidad Carlos III de Madrid, en especial a Eva González y Ángel Gómez.

Por último quisiera darle las gracias a mis compañeros de estudios de la Carlos III: Edwin, Gabriel, Quino, Carlos Gallardo, Simón, Lucía, Yimmy, Sandra, Diego García, Miguel Martínez, Miguel Sepúlveda, Carlos Álvarez y José Vivas, que han sido compañeros incondicionales en todo momento, sobre todo en compartir las experiencias académicas y no académicas de todos los días. A todos ellos, gracias

Resumen

Los parques eólicos *offshore* tienen un gran potencial para convertirse en una fuente de energía a gran escala para la producción de electricidad. Los futuros proyectos para parques eólicos *offshore* tendrán un rango de capacidad instalada de 250MW hasta 1000MW, por lo que han de desarrollarse nuevos conceptos para todo el sistema eléctrico, incluyendo la transmisión dentro del parque, así como hacia la orilla y la integración con la red eléctrica. Sin embargo, los costes de inversión para implementar los parques eólicos *offshore* son muy elevados en comparación con las instalaciones que se podrían realizar en tierra. El sistema de transmisión hacia la costa implica casi el 30% de la inversión total de los parques eólicos *offshore*. Por lo tanto, su adecuado diseño es un factor muy importante que debe ser considerado.

A medida que las distancias a la orilla se incrementan, también se incrementan los costes de los cables en corriente alterna (c.a.), volviéndose prohibitivos al superar ciertas distancias. Los cables c.a. de gran longitud producen grandes cantidades de potencia reactiva capacitiva y, por lo tanto, disminuyen la capacidad de transmisión. Dado su bajo coste, su sencillo diseño, su simple forma de operar y su bajo impacto en la red receptora, la interconexión mediante sistemas de transmisión HVdc puede ofrecer en estas aplicaciones algunas ventajas cuando se compara con las conexiones HVac.

En respuesta a los citados retos, esta Tesis se presenta como una aportación original en la gestión, operación y control de un parque eólico *offshore* basado en aerogeneradores con generadores asíncronos doblemente alimentados (GADA) y conectados a la orilla por un sistema de transmisión de corriente continua a alta tensión HVdc conmutado por red (LCC).

Se han desarrollado técnicas de control que permiten al aerogenerador, con GADA, coordinar su operación con el enlace HVdc-LCC. De igual forma, se ha analizado la gestión de potencia reactiva del sistema GADA-HVdc, todo lo cual se aborda como un problema de optimización.

Abstract

Offshore wind farms have a great potential to become a large-scale source of energy for the production of electricity. Future project offshore wind farms will have an installed capacity range between 250MW and 1000MW and therefore new concepts must be developed for the entire electrical system, including both transmission within the park as well as to shore, and grid integration. However, the investment costs involved in offshore wind farms are very high when compared with those of onshore installations. The transmission system to shore entails nearly 30% of the overall investment of offshore wind farms and, consequently, its adequate design is an important factor to be considered.

As the distances to shore increase, so do the costs of the alternating current (ac) power cables, which become prohibitive beyond certain distance. Long ac cables produce large amounts of capacitive reactive power, and therefore reduce the transmission capacity. In these applications, interconnection by means of high voltage dc (HVdc) transmission systems may offer some advantages when compared with high voltage ac (HVac) connections, due to their lower costs, plain design, simple operation procedures and low impact on the receiving power grid.

As an answer to the mentioned challenges, this Thesis presents an original contribution for the management, operation and control of an offshore wind farms working with wind turbines based on doubly fed induction generator (DFIG) technologies, and with a line commutated converter high voltage dc (LCC-HVdc) transmission connection to the grid.

Control techniques have been developed that allow the wind turbines based on DFIG, to coordinate its operation with the LCC-HVdc link. In the same way, the reactive power management of the DFIG-HVdc systems has been analyzed and dealt with as an optimization problem.

Índice

Agradecimientos	v
Resumen	vii
Abstract.....	ix
Índice	xi
Índice de Figuras	xv
Índice de Tablas	xxi
Lista de Símbolos y variables.....	xxiii
Lista de Acrónimos	xxxi
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Situación actual	2
1.2. España.....	3
1.3. Tendencia en los parques eólicos offshore y el sistema de transmisión.....	3
1.4. Planteamiento del Problema.....	6
1.5. Objetivo general	7
1.5.1. Objetivos específicos	7
1.6. Estructura de la Tesis	7
2. ESTADO DEL ARTE DE LOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE	11
2.1. Configuración de los aerogeneradores	11
2.1.1. Generador eléctrico	12
2.1.2. Tecnología de los aerogeneradores	12
2.1.3. Ventajas y desventajas de las tecnologías de los aerogeneradores	15
2.2. Características técnicas de los parques eólicos offshore	16
2.2.1. Tensión	16
2.2.2. Conexión.....	18
2.2.3. Cableado	19
2.3. Sistema de transmisión de potencia a la orilla	20
2.3.2. Sistema de transmisión en corriente alterna a alta tensión (HVac)	22
2.3.3. Sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc)	25
2.3.3.1. Sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertidor conmutado por red (LCC).....	25
2.3.3.2. Sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertido de fuente de tensión (VSC).....	28
2.4. Estabilidad de tensión en los sistemas de transmisión a la orilla.....	31
2.5. Comparación de las diferentes soluciones de transmisión	32

2.5.1. Comparación en los aspectos técnicos.....	32
2.5.2. Comparación en los aspectos económicos.....	35
2.5.3. Comparación en los aspectos medioambientales	37
2.6. Conclusión	38
3. MODELO DEL GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO (GADA).....	41
3.1. Modelo matemático del GADA.....	42
3.2. Modelo en régimen estacionario del GADA.....	49
3.3. Límite de capacidad de potencia del GADA	54
3.3.1. Límite de la corriente del estator	55
3.3.2. Límite de la corriente del rotor	57
3.3.3. Límite de la estabilidad en régimen estacionario	60
3.3.4. Límite de capacidad total de potencia del GADA	61
3.4. Conclusión	62
4. MODELO DEL HVDC BASADO EN UN CONVERTIDOR CONMUTADO POR RED (LCC).....	63
4.1. Configuración del HVdc	64
4.2. Elementos de una estación HVdc.....	65
4.3. Topología de los tiristores.....	67
4.4. Modelo del HVdc.....	72
4.5. Control del HVdc.....	77
4.6. Conclusión	78
5. SISTEMA COORDINADO DE CONTROL ENTRE EL GADA Y EL HVDC-LCC	79
5.1. Introducción.....	79
5.2. Principio de Control del GADA.....	81
5.3. Principio de Control del GADA en modo aislado.....	90
5.4. Principio de Control en el enlace HVdc.....	105
5.5. Sistema coordinado entre un parque eólico offshore y un enlace HVdc.....	107
5.6. Conclusión	118
6. OPTIMIZACIÓN Y CONTROL DE POTENCIA REACTIVA EN UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	121
6.1. Modelos matemáticos del sistema	122
6.1.1. Ecuaciones del sistema HVdc	122
6.1.2. Ecuaciones de restricción del GADA.....	126
6.2. Formulación del problema de optimización-Modelo agregado	127
6.3. Formulación del problema de optimización-Modelo desagregado.....	132
6.4. Gestión de la potencia reactiva en el sistema parque eólico offshore conectado mediante un enlace HVdc-LCC.....	136
6.5. Caso de estudio – Modelo agregado	139
6.5.2. Resultados de la simulación	140
6.6. Caso de estudio – Modelo desagregado	147

6.6.2. Resultado de la simulación	150
6.6.2.1. Variabilidad de la potencia reactiva del sistema desagregado parque eólico offshore-HVdc.....	150
6.6.2.2. Gestión óptima de la potencia reactiva maximizando la potencia activa de salida del parque eólico offshore-HVdc.....	153
6.7. Conclusión	156
7. CONCLUSIONES.....	159
7.1. Conclusiones generales	159
7.2. Aportaciones originales	161
7.3. Publicaciones.....	162
7.4. Futuros desarrollos.....	162
8. BIBLIOGRAFÍA.....	163
9. APÉNDICES	173
Apéndice A.....	173
Apéndice B.....	175
Apéndice C.....	177
Apéndice D	181

Índice de Figuras

FIGURA 2.1. TURBINA EÓLICA A VELOCIDAD CONSTANTE BASADA EN UN GENERADOR ASÍNCRONO.....	13
FIGURA 2.2. TURBINA EÓLICA A VELOCIDAD VARIABLE BASADA EN EL GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO.	14
FIGURA 2.3. TURBINA EÓLICA A VELOCIDAD VARIABLE BASADA EN UN GENERADOR SÍNCRONO.....	14
FIGURA 2.4. DIFERENTES ALTERNATIVAS PARA EL TRAZADO DE LAS CONEXIONES DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE.	18
FIGURA 2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN A LA ORILLA.....	21
FIGURA 2.6. COMPARACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA PARA DIFERENTES CABLES Y DIFERENTES MÉTODOS DE COMPENSACIÓN [27].	24
FIGURA 2.7. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN PARQUE OFFSHORE CON LA SOLUCIÓN DE TRANSMISIÓN HVDC-LCC.	26
FIGURA 2.8. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN PARQUE OFFSHORE CON LA SOLUCIÓN DE TRANSMISIÓN HVDC-VSC.	31
FIGURA 2.9. COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ENTRE LAS SOLUCIONES DE TRANSMISIÓN HVAC Y HVDC [10], [31].	34
FIGURA 2.10. RANGO DE UTILIZACIÓN DE LAS DIFERENTES SOLUCIONES DE TRANSMISIÓN ENTRE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN CONTRA LA DISTANCIA [10].	36
FIGURA 3.1. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS EJES DE CAMPO DEL ESTATOR Y ROTOR DE LA MÁQUINA.....	43
FIGURA 3.2. DIAGRAMA CIRCUITAL TRIFÁSICO DE LA MÁQUINA ASÍNCRONA.	44
FIGURA 3.3. VECTOR ESPACIAL REFERIDO A DIFERENTES MARCOS DE REFERENCIAS.....	46
FIGURA 3.4. CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE DEL GADA.....	49
FIGURA 3.5. DIAGRAMA FASORIAL DEL GADA.	50
FIGURA 3.6. BALANCE DE ENERGÍA DE UN GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO.	51
FIGURA 3.7. POTENCIA ELÉCTRICA ENTREGADA POR EL GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO (GADA).	53
FIGURA 3.8. CARACTERÍSTICAS DE LAS POTENCIAS DEL GADA ANTES VARIACIONES DEL DESLIZAMIENTO. ...	53
FIGURA 3.9. LÍMITE DE LA CORRIENTE DEL ESTATOR CON $I_s = 1 \text{ p.u.}$ Y $U_s = 1 \text{ p.u.}$ CONSTANTE.	56
FIGURA 3.10. LÍMITE DE LA CORRIENTE DEL ESTATOR DEL GADA PARA DIFERENTES VALORES DEL DESLIZAMIENTO CON $I_s = 1 \text{ p.u.}$ Y $U_s = 1 \text{ p.u.}$ CONSTANTE.	57
FIGURA 3.11. LÍMITE DE LA CORRIENTE DEL ROTOR CON $I_r = 1 \text{ p.u.}$ Y $U_s = 1 \text{ p.u.}$ CONSTANTE.....	58

FIGURA 3.12. DIAGRAMA FASORIAL EN EL ESTATOR.	59
FIGURA 3.13. LÍMITE DE LA CORRIENTE DEL ROTOR DEL GADA PARA DIFERENTES VALORES DEL DESPLAZAMIENTO CON $I_r = 1$ P.U Y $U_s = 1$ P.U CONSTANTE.	60
FIGURA 3.14. LÍMITE DE CAPACIDAD DE POTENCIA DEL GADA CON $U_s = I_s = I_r = 1$ P.U CONSTANTE.	61
FIGURA 3.15. LÍMITE DE CAPACIDAD TOTAL DE POTENCIA DEL GADA CON $\bar{U}_s = \bar{I}_s = \bar{I}_r = 1$ P.U CONSTANTE.	62
FIGURA 4.1. CONFIGURACIÓN DEL HVDC ENLACE MONOPOLAR.	64
FIGURA 4.2. CONFIGURACIÓN DEL HVDC ENLACE BIPOLAR.	65
FIGURA 4.3. CONFIGURACIÓN DEL HVDC ENLACE HOMOPOLAR.	65
FIGURA 4.4. EQUIPOS ELÉCTRICOS COMUNES EN UNA ESTACIÓN HVDC BIPOLAR.	66
FIGURA 4.5. ESQUEMAS DE CONEXIÓN PUENTE COMPLETO CON ARREGLO DE 12 PULSOS.	68
FIGURA 4.6. CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA ESTACIÓN HVDC.	69
FIGURA 4.7. SÍMBOLO Y CARACTERÍSTICA DEL TIRISTOR.	69
FIGURA 4.8. DESPLAZAMIENTO DE LA ONDA FUNDAMENTAL DE LA CORRIENTE DE FASE A CON RESPETO AL ÁNGULO α	70
FIGURA 4.9. FORMA DE ONDA EN LA ETAPA DE CONTINUA Y ALTERNA EN LOS CONVERTIDORES DEL HVDC ($\alpha=0^\circ$).	71
FIGURA 4.10. FORMA DE ONDA EN LA ETAPA DE CONTINUA Y ALTERNA EN LOS CONVERTIDORES DEL HVDC ($\alpha=39.5^\circ$).	72
FIGURA 4.11. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL PUENTE COMPLETO TRIFÁSICO DEL CONVERTIDOR DEL HVDC.	72
FIGURA 4.12. FORMA DE ONDA EN LA ETAPA DE CONTINUA Y ALTERNA- INFLUENCIA DE LA RESISTENCIA EQUIVALENTE RC ($\alpha=0^\circ$).	74
FIGURA 4.13. FORMA DE ONDA EN LA ETAPA DE CONTINUA Y ALTERNA- INFLUENCIA DE LA RESISTENCIA EQUIVALENTE RC ($\alpha=39.5^\circ$).	74
FIGURA 4.14. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL PUENTE RECTIFICADOR.	75
FIGURA 4.15. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL PUENTE INVERSOR.	75
FIGURA 5.1. DIAGRAMA UNIFILAR DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE Y EL HVDC-LCC.	80
FIGURA 5.2. TOPOLOGÍA DE UN AEROGENERADOR BASADO EN UN GADA.	82
FIGURA 5.3. MARCO DE REFERENCIA APLICADO AL CONTROL DEL GADA PARA OPERAR EN MODO AISLADO.	83
FIGURA 5.4. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE CONTROL DE CORRIENTE SIN CONSIDERAR LA PERTURBACIÓN \bar{e}	86

FIGURA 5.5. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE CONTROL DE CORRIENTE CONSIDERANDO LA PERTURBACIÓN \bar{e}	87
FIGURA 5.6. ESQUEMA DE CONTROL VECTORIAL IMPLEMENTADO EN EL GADA	89
FIGURA 5.7. SISTEMA DE CONTROL DE LA CORRIENTE MAGNETIZANTE.....	92
FIGURA 5.8. DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN PLL CONVENCIONAL.....	93
FIGURA 5.9. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SEGUIDOR DE FASE EN CUADRATURA QPLL.....	94
FIGURA 5.10. RESPUESTA DEL SEGUIDO DE FASE EN CUADRATURA QPLL.....	96
FIGURA 5.11. ESQUEMA DE CONTROL DEL GADA OPERANDO EN MODO AISLADO.....	97
FIGURA 5.12. ESQUEMA UNIFILAR DEL GADA CONECTADO A UNA CARGA PASIVA RL.	98
FIGURA 5.13. RESPUESTA EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: U_s TENSIÓN EN EL ESTATOR Y i_{ms} CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.....	99
FIGURA 5.14. RESPUESTA EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: P_g POTENCIA ACTIVA, Q_g POTENCIA REACTIVA Y LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA.....	100
FIGURA 5.15. VELOCIDADES ANGULARES EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: ω VELOCIDAD DEL ROTOR, ω_s VELOCIDAD EN EL ESTATOR Y ω_R VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO.....	100
FIGURA 5.16. RESPUESTA EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: u_{dr} COMPONENTE EN EL EJE D DE LA TENSIÓN DEL ROTOR Y u_{qr} COMPONENTE EN EL EJE Q DE LA TENSIÓN DEL ROTOR.	101
FIGURA 5.17. RESPUESTA EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA CARGA PASIVA: U_s TENSIÓN EN EL ESTATOR Y i_{ms} CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.	102
FIGURA 5.18. RESPUESTA EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA CARGA PASIVA: P_g POTENCIA ACTIVA, Q_g POTENCIA REACTIVA Y LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA.....	103
FIGURA 5.19. VELOCIDADES ANGULARES EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA CARGA PASIVA: ω VELOCIDAD DEL ROTOR, ω_s VELOCIDAD EN EL ESTATOR Y ω_R VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO.....	104
FIGURA 5.20. RESPUESTA EN EL GADA MODO AISLADO ANTE CAMBIO EN LA CARGA PASIVA: u_{dr} COMPONENTE EN EL EJE D DE LA TENSIÓN DEL ROTOR Y u_{qr} COMPONENTE EN EL EJE Q DE LA TENSIÓN DEL ROTOR	104
FIGURA 5.21. ESQUEMA DE CONEXIÓN GADA CONECTADO CON UN ENLACE HVDC.....	105
FIGURA 5.22. ESQUEMA DE CONTROL DEL HVDC.....	107

FIGURA 5.23. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: U_s TENSIÓN EN EL ESTATOR Y i_{ms} CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.	109
FIGURA 5.24. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: P_g POTENCIA ACTIVA, Q_g POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE Y LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA.	110
FIGURA 5.25. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: u_{dr} COMPONENTE EN EL EJE D DE LA TENSIÓN DEL ROTOR Y u_{qr} COMPONENTE EN EL EJE Q DE LA TENSIÓN DEL ROTOR DEL MODELO AGREGADO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	111
FIGURA 5.26. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: ÁNGULO DE DISPARO (α) EN EL RECTIFICADOR.	112
FIGURA 5.27. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO: TENSIÓN U_{cc} Y CORRIENTE I_{cc} EN EL HVDC.	112
FIGURA 5.28. POTENCIA ACTIVA TRANSMITIDA Y POTENCIA ABSORBIDA EN EL HVDC ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO (SISTEMA GADA-HVDC).	113
FIGURA 5.29. POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA GENERADA POR EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE ANTE CAMBIO EN LA VELOCIDAD DEL VIENTO (SISTEMA GADA-HVDC).	113
FIGURA 5.30. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL: U_s TENSIÓN EN EL ESTATOR Y i_{ms} CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.	114
FIGURA 5.31. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL: P_g POTENCIA ACTIVA, Q_g POTENCIA REACTIVA DEL PARQUE Y LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA.	115
FIGURA 5.32. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL: u_{dr} COMPONENTE EN EL EJE D DE LA TENSIÓN DEL ROTOR Y u_{qr} COMPONENTE EN EL EJE D DE LA TENSIÓN DEL ROTOR DEL MODELO AGREGADO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	116
FIGURA 5.33. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL: ÁNGULO DE DISPARO (α) EN EL RECTIFICADOR.	116
FIGURA 5.34. RESPUESTA DEL SISTEMA GADA-HVDC ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL: TENSIÓN U_{cc} Y CORRIENTE I_{cc} EN EL HVDC.	117
FIGURA 5.35. POTENCIA ACTIVA TRANSMITIDA Y POTENCIA ABSORBIDA EN EL HVDC ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL (SISTEMA GADA-HVDC).	118
FIGURA 5.36. POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA GENERADA POR EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE ANTE CAMBIO EN LA CARGA LOCAL (SISTEMA GADA-HVDC).	118
FIGURA 6.1. REPRESENTACIÓN EQUIVALENTE DEL ENLACE HVDC.	123
FIGURA 6.2. LÍMITES DE CAPACIDAD TOTAL DEL AEROGENERADOR BASADA EN GADA.	127

FIGURA 6.3. REPRESENTACIÓN EQUIVALENTE DEL SISTEMA PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC.....	128
FIGURA 6.4. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC.....	133
FIGURA 6.5. DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO DE GESTIÓN DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC. ...	138
FIGURA 6.6. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC- MODELO AGREGADO.	139
FIGURA 6.7. TENSIÓN EN C.C. EN EL RECTIFICADOR E INVERSOR PARA TRES LONGITUDES EN EL HVDC (100KM, 150 Y 200KM) Y $Y_s=0.1P.U$ – MODELO AGREGADO.	142
FIGURA 6.8. CORRIENTE C.C. Y PÉRDIDAS EN EL ENLACE HVDC PARA TRES LONGITUDES EN EL HVDC (100KM, 150 Y 200KM) Y $Y_s=0.1P.U$ – MODELO AGREGADO.	143
FIGURA 6.9. POTENCIA REACTIVA EN EL RECTIFICADOR, GADA Y FILTRO PARA TRES LONGITUDES EN EL HVDC (100KM, 150 Y 200KM) Y $Y_s=0.1P.U$ – MODELO AGREGADO.	143
FIGURA 6.10. POTENCIA REACTIVA EN EL RECTIFICADOR, GADA Y FILTRO PARA TRES VALORES DE LA ADMITANCIA DEL FILTRO, LONGITUD DEL HVDC IGUAL A 150KM – MODELO AGREGADO.....	144
FIGURA 6.11. TENSIÓN EN C.A. EN EL RECTIFICADOR PARA TRES LONGITUDES EN EL HVDC (100KM, 150 Y 200KM) Y $Y_s=0.1P.U$ – MODELO AGREGADO.....	145
FIGURA 6.12. TENSIÓN EN CA EN EL RECTIFICADOR PARA TRES VALORES DE LA ADMITANCIA DEL FILTRO ($Y_{s1}=0.1P.U$, $Y_{s2}=0.2P.U$ Y $Y_{s2}=0.3P.U$), LONGITUD DEL HVDC IGUAL A 150KM – MODELO AGREGADO...	146
FIGURA 6.13. POTENCIA REACTIVA EN EL RECTIFICADOR VS ÁNGULO DE IGNICIÓN PARA TRES VALORES DE LA ADMITANCIA DEL FILTRO ($Y_{s1}=0.1P.U$, $Y_{s2}=0.2P.U$ Y $Y_{s2}=0.3P.U$), LONGITUD DEL HVDC IGUAL A 150KM – MODELO AGREGADO.....	146
FIGURA 6.14. POTENCIA REACTIVA EN EL RECTIFICADOR VS ÁNGULO DE IGNICIÓN PARA TRES LONGITUDES EN EL HVDC (100KM, 150 Y 200KM) Y $Y_s=0.1P.U$ – MODELO AGREGADO.	147
FIGURA 6.15. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC – MODELO DESAGREGADO.....	148
FIGURA 6.16. PÉRDIDAS EN EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	151
FIGURA 6.17. PÉRDIDAS EN EL ENLACE HVDC.	151
FIGURA 6.18. FACTOR DE POTENCIA EN EL RECTIFICADOR E INVERSOR DEL ENLACE HVDC.	152
FIGURA 6.19. POTENCIA REACTIVA EN EL RECTIFICADOR E INVERSOR DEL SISTEMA PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC.	152
FIGURA 6.20. VELOCIDAD DEL VIENTO INCIDENTE EN LAS AEROTURBINAS DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	153
FIGURA 6.21. POTENCIA ACTIVA GENERADA EN CADA GADA DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	154
FIGURA 6.22. POTENCIA REACTIVA EN LA BARRA DE SALIDA DEL SISTEMA PARQUE EÓLICO OFFSHORE-HVDC.	154
FIGURA 6.23. POTENCIA REACTIVA EN CADA GADA DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	155

FIGURA 6.24. MAGNITUDES DE TENSIÓN EN CA EN LA PRIMERA HILERA DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	155
FIGURA 6.25. TENCIÓN EN C.C. EN EL RECTIFICADOR E INVERSOR EN EL ENLACE HVDC.	156

Índice de Tablas

TABLA 1.1 PROYECTOS DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN OPERACIÓN EN EUROPA [1], [5]	2
TABLA 1.2 PROYECTOS PROPUESTOS DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN EL MUNDO [5]	4
TABLA 2.1 PROYECTOS INSTALADOS UTILIZANDO EL SISTEMA HVDC-LCC EN EL MUNDO [31], [32]	27
TABLA 2.2 PROYECTOS INSTALADOS UTILIZANDO EL SISTEMA HVDC-VSC EN EL MUNDO [26]	29
TABLA 2.3 COMPARACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL USADA EN LAS DIFERENTES SOLUCIONES DE TRANSMISIÓN EN LOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE: HVAC, HVDC-LCC, HVDC-VSC [10], [27]	33
TABLA 6.1 RANGO DE LAS VARIABLES C.A.-MODELO AGREGADO	140
TABLA 6.2 RANGO DE LAS VARIABLES C.C.-MODELO AGREGADO	140
TABLA 6.3 RANGO DE LAS VARIABLES C.A.-MODELO DESAGREGADO	149
TABLA 6.4 RANGO DE LAS VARIABLES C.C.-MODELO DESAGREGADO	149
TABLA 6.5 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS [115]	149

Lista de Símbolos y variables

Capítulo 3

ω_m	Velocidad angular mecánica del rotor
ω	Velocidad angular eléctrica del rotor
ω_s	Pulsación o frecuencia angular del campo del estator
ω_r	Pulsación o frecuencia angular del campo del rotor
s	Deslizamiento
p_p	Pares de polos
θ	Ángulo eléctrico entre el sistema de coordenadas del rotor y el estator
$u_s(t)$	Tensión instantánea en el estator
$u_r(t)$	Tensión instantánea en el rotor
$i_s(t)$	Corriente instantánea en el estator
$i_r(t)$	Corriente instantánea en el rotor
$\psi_s(t)$	Enlace de flujo instantáneo en el estator
$\psi_r(t)$	Enlace de flujo instantáneo en el rotor
R_s	Resistencia del devanados estatóricos
R_r	Resistencia del devanados rotóricos
L_{saa}	Inductancia propia del estator
L_{raa}	Inductancia propia del rotor
M_{sab}	Inductancia mutua entre los devanados del estator
M_{rab}	Inductancia mutua entre los devanados del rotor
M_{sara}	Inductancia mutua entre los devanados del estator y rotor
L_s	Inductancia equivalente del estator
L_r	Inductancia equivalente del rotor
$F(\theta)$	Fuerza magnetomotriz
F_m	Valor máximo de la fuerza magnetomotriz
\bar{x}	Vector espacial genérico
x	Variable genérica instantánea
K	Constante de proporcionalidad en la definición del vector espacial

R	<i>Símbolo del sistema de coordenada giratorio ligado al rotor (d_R, q_R)</i>
S	<i>Símbolo del sistema de coordenadas ligado al estator (d_S, q_S)</i>
T	<i>Símbolo del sistema de coordenadas síncrono (d_S, q_S)</i>
d_S, q_S	<i>Sistema de coordenadas ligado al estator</i>
d_R, q_R	<i>Sistema de coordenadas giratorio ligado al rotor</i>
d_T, q_T	<i>Sistema de coordenadas ligado al estator</i>
α_S	<i>Posición del vector espacial genérico con respecto al eje d_S</i>
α_R	<i>Posición del vector espacial genérico con respecto al eje d_R</i>
α_T	<i>Posición del vector espacial genérico con respecto al eje d_T</i>
θ_S	<i>Ángulo eléctrico entre el sistema de coordenadas síncrono y el del estator</i>
θ_R	<i>Ángulo eléctrico entre el sistema de coordenadas síncrono y del rotor</i>
L_m	<i>Inductancia mutua de magnetización</i>
L_{sl}	<i>Inductancia de dispersión del estator</i>
L_{rl}	<i>Inductancia de dispersión del rotor</i>
\bar{u}_s	<i>Vector espacial de la tensión del estator</i>
\bar{u}_r	<i>Vector espacial de la tensión del rotor</i>
\bar{i}_s	<i>Vector espacial de la corriente del estator</i>
\bar{i}_r	<i>Vector espacial de la corriente del rotor</i>
$\bar{\Psi}_s$	<i>Vector espacial del enlace de flujo del estator</i>
$\bar{\Psi}_r$	<i>Vector espacial del enlace de flujo del rotor</i>
T_e	<i>Par electromagnético</i>
T_m	<i>Par mecánico</i>
J	<i>Momento de inercia de la máquina eléctrica</i>
U_s	<i>Tensión fasorial del estator</i>
U_r	<i>Tensión fasorial del rotor</i>
\tilde{I}_s	<i>Corriente fasorial del estator</i>
\tilde{I}_r	<i>Corriente fasorial del rotor</i>
\tilde{I}_m	<i>Corriente fasorial de magnetización</i>
Ψ_s	<i>Enlace de flujo fasorial del estator</i>
Ψ_r	<i>Enlace de flujo fasorial del rotor</i>

Ψ_m	Enlace de flujo fasorial de magnetización
X_s	Reactancia del estator
X_r	Reactancia del rotor
X_m	Reactancia de magnetización
$p.u$	Valores unitarios para la variable a la que acompaña
P_m	Potencia mecánica
P_{cu_s}	Pérdidas en los devanados del estator
P_{cu_r}	Pérdidas en los devanados del rotor
P_{tr}	Potencia del entrehierro
P_s	Potencia del estator
P_r	Potencia del rotor
P_g	Potencia activa generada en el GADA
ϕ	Ángulo entre \mathbf{U}_s y $\tilde{\mathbf{I}}_s$
φ	Ángulo entre \mathbf{U}_s y $\tilde{\mathbf{I}}_r$
\mathbf{E}_r	Fuerza electromotriz interna en el GADA
δ	Ángulo de par o ángulo de carga

Capítulo 4

U_{do}	Tensión directa promediada ideal sin carga
U_d	Tensión directa promediada
U_m	Tensión máxima o pico en la etapa alterna del HVdc
U_{LL}	Tensión línea a línea en la etapa alterna del HVdc
$u(t)$	Tensión instantánea en la etapa alterna del HVdc
I_d	Corriente en la etapa continua del HVdc
α	Ángulo de retraso o ignición
δ	Ángulo de extinción
μ	Ángulo de conmutación
R_c	Resistencia de conmutación
X_c	Reactancia de conmutación
L_c	Inductancia del transformador de conmutación

L_d	Inductancia de la bobina alisadora
γ	Ángulo de extinción en adelanto
U_{LN}	Tensión línea a neutro en el etapa alterna del HVdc
P_{ca}	Potencia en la etapa alterna del HVdc
P_{cc}	Potencia en la etapa continua del HVdc
I_{L1}	Fundamental de la corriente de línea
I_{L0}	Fundamental de la corriente de línea cuando $\mu = 0$
$\cos \varphi$	Factor de potencia en la etapa alterna del HVdc

Capítulo 5

u_{ds}, u_{qs}	Componentes del vector espacial de la tensión del estator
u_{dr}, u_{qr}	Componentes del vector espacial de la tensión del rotor
i_{ds}, i_{qs}	Componentes del vector espacial de la corriente del estator
i_{dr}, i_{qr}	Componentes del vector espacial de la corriente del rotor
ψ_{ds}, ψ_{qs}	Componentes del vector espacial del enlace de flujo del estator
ψ_{dr}, ψ_{qr}	Componentes del vector espacial del enlace de flujo del rotor
i_{ms}	Corriente de magnetización en el estator
s	Deslizamiento
ω_{base}	Frecuencia angula base
R_s	Resistencia del devanados estatóricos
R_r	Resistencia del devanados rotóricos
L_s	Inductancia equivalente del estator
L_r	Inductancia equivalente del rotor
L_m	Inductancia mutua de magnetización
σ	Constante de dispersión
σ_s	Constante de dispersión en el estator
\vec{u}_s	Vector espacial de la tensión del estator
\vec{u}_r	Vector espacial de la tensión del rotor
\vec{i}_s	Vector espacial de la corriente del estator
\vec{i}_r	Vector espacial de la corriente del rotor

\bar{e}	<i>Tensión detrás de la reactancia en la máquina eléctrica</i>
p	<i>Variables compleja de la transformada de Laplace</i>
T_e	<i>Par electromagnético</i>
P_s	<i>Potencia del estator</i>
Q_s	<i>Potencia reactiva del estator</i>
$G(p)$	<i>Función de transferencia equivalente del controlador de corriente en el GADA</i>
$L(p)$	<i>Función de transferencia del filtro paso bajo</i>
$F(p)$	<i>Función de transferencia del controlador</i>
\mathbf{I}	<i>Matriz de identidad</i>
α_a	<i>Ancho de banda del controlador PI</i>
k_p	<i>Ganancia proporcional del controlador PI</i>
k_i	<i>Ganancia integral del controlador PI</i>
U_s	<i>Magnitud de tensión del estator</i>
ω_s	<i>Pulsación o frecuencia angular del campo del estator</i>
Ψ_s	<i>Magnitud del enlace de flujo del estator</i>
P_g	<i>Potencia activa generada en el GADA</i>
Q_g	<i>Potencia reactiva generada en el GADA</i>
R	<i>Resistencia de la carga pasiva equivalente conectada al GADA</i>
L	<i>Inductancia de la carga pasiva equivalente conectada al GADA</i>
$k_s(t)$	<i>Amplitud en cuadratura de la señal de salida del QPLL</i>
$k_c(t)$	<i>Amplitud en fase de la señal de salida del QPLL</i>
$u(t)$	<i>Señal de entrada en el QPLL</i>
$y(t)$	<i>Señal de salida en el QPLL</i>
$e(t)$	<i>Error entre las señales de entrada y salida en el QPLL</i>
θ_s	<i>Ángulo eléctrico entre el sistema de coordenadas síncrono y el del estator</i>
μ_s, μ_c, μ_f	<i>Parámetros de control del QPLL</i>
K_a	<i>Ganancia de la velocidad de convergencia en las amplitudes del QPLL</i>
K_f	<i>Ganancia en el control de la frecuencia del QPLL</i>
τ_a	<i>Constante de tiempo de la velocidad de convergencia en las amplitudes del QPLL</i>
τ_f	<i>Constante de tiempo en el control de la frecuencia del QPLL</i>

U_{do}	<i>Tensión directa promediada ideal sin carga</i>
U_{LL}	<i>Tensión línea a línea en la etapa alterna del HVdc</i>
B	<i>Números de puentes en serie en un HVdc</i>
R_c	<i>Resistencia de conmutación</i>
L_c	<i>Inductancia del transformador de conmutación</i>
X_c	<i>Reactancia de conmutación</i>
U_{dr}	<i>Tensión promediada directa en el rectificador</i>
U_{di}	<i>Tensión promediada directa en el inversor</i>
I_d	<i>Corriente en la etapa continua del HVdc</i>
R_{cc}	<i>Resistencia del conductor en continua del HVdc</i>
α	<i>Ángulo de retraso o ignición</i>
P_d	<i>Potencia activa en el HVdc</i>
$p.u$	<i>Valores unitarios para la variable a la que acompaña</i>

Capítulo 6

U_{dr}	<i>Tensión promediada directa en el rectificador</i>
U_{di}	<i>Tensión promediada directa en el inversor</i>
V_r	<i>Magnitud de tensión alterna en el rectificador</i>
V_i	<i>Magnitud de tensión alterna en el inversor</i>
a_r	<i>Relación de transformación del transformador del convertidor en lado del rectificador</i>
a_i	<i>Relación de transformación del transformador del convertidor en lado del inversor</i>
$p.u$	<i>Valores unitarios para la variable a la que acompaña</i>
r_{cr}	<i>Resistencia de conmutación en p.u del rectificador</i>
r_{ci}	<i>Resistencia de conmutación en p.u del inversor</i>
α_r	<i>Ángulo de atraso o ignición en el rectificador</i>
α_i	<i>Ángulo de extinción en adelante en el inversor</i>
I_d	<i>Corriente en la etapa continua del HVdc</i>
R_{cc}	<i>Resistencia del conductor en continua del HVdc</i>
P_{dr}	<i>Potencia activa en el lado del rectificador</i>
P_{di}	<i>Potencia activa en el lado del inversor</i>

Q_{dr}	Potencia reactiva en el lado del rectificador
Q_{di}	Potencia reactiva en el lado del inversor
φ_r	Ángulo de desfase entre la tensión y corriente en la etapa alterna en el lado del rectificador
φ_i	Ángulo de desfase entre la tensión y corriente en la etapa alterna en el lado del inversor
ζ	Ángulo de fase de la corriente en la etapa alterna del HVdc
δ	Ángulo de fase de la tensión en la etapa alterna del HVdc
μ_r	Ángulo de conmutación en el lado del rectificador
μ_i	Ángulo de conmutación en el lado del inversor
X_m	Reactancia de magnetización
X_s	Reactancia del estator
P_g	Potencia activa generada en el GADA
Q_g	Potencia reactiva generada en el GADA
P_{gr}	Potencia activa del modelo agregado del parque eólico offshore en el lado del rectificador
P_{gi}	Potencia activa de la red eléctrica en el lado del inversor
Q_{gr}	Potencia reactiva del modelo agregado del parque eólico offshore en el lado del rectificador
Q_{gi}	Potencia reactiva de la red eléctrica en el lado del inversor
Y_s	Admitancia para modelar los filtros pasivos en el HVdc
\mathbf{X}	Vector de las variables de optimización
\mathbf{V}	Vector de las magnitudes de las tensiones en corriente alterna en el HVdc
\mathbf{Q}_g	Vector de las potencias reactivas en la etapa alterna del HVdc
\mathbf{X}_{dc}	Vector de las variables en corriente continua del HVdc
$h(\mathbf{X})$	Restricciones de igualdad en el problema de optimización
$g(\mathbf{X})$	Restricciones de desigualdad en el problema de optimización
δ	Vector de los ángulos de fase de las tensiones en las barras del parque eólico offshore
T_{ik}	Potencia aparente en las líneas internas del parque eólico offshore
n_g	Número de aerogeneradores en el parque eólico offshore
n	Número de barras en el parque eólico offshore incluyendo la barra de conexión a la red eléctrica
Z	Impedancias en unidades de longitud de las líneas interna del parque eólico offshore
C	Capacidad en unidades de longitud de las líneas interna del parque eólico offshore
N_m	Horizonte de tiempo en el algoritmo de gestión

Subíndices

s,r	<i>Estator, rotor</i>
d,q	<i>Ejes d-q (sistema de referencia)</i>
a,b,c	<i>Sistema trifásico equilibrado</i>

Superíndices

S,R,T	<i>Sistema de coordenadas solidario al estator, solidario al rotor y síncrono</i>
$*$	<i>Valor de referencia</i>
\sim	<i>Valor fasorial</i>
$-$	<i>Vector espacial</i>

Lista de Acrónimos

c.a.	<i>Corriente alterna</i>
c.c.	<i>Corriente continua</i>
GADA	<i>Generador asíncrono doblemente alimentado</i>
HVac	<i>Sistema de transmisión en corriente alterna en alta tensión</i>
FOC	<i>Control vectorial por orientación al campo</i>
HVdc	<i>Sistema de transmisión en corriente continua en alta tensión</i>
IGBT	<i>Transistores de unión bipolar de puerta aislada</i>
LF	<i>Filtro de lazo en un PLL</i>
LCC	<i>Convertidor conmutado por línea</i>
PI	<i>Controlador proporcional e integral</i>
PCC	<i>Punto de conexión común</i>
PLL	<i>Lazo de seguimiento de fase</i>
PD	<i>Detector de fase</i>
QPLL	<i>Lazo de seguimiento de fase en cuadratura</i>
SVC	<i>Compensador estático de potencia</i>
STATCOM	<i>Compensador estático síncrono</i>
VCO	<i>Oscilador de tensión controlado</i>
VSC	<i>Convertidor de fuente de tensión</i>
XLPE	<i>Aislamiento de polietileno</i>

Capítulo 1

Introducción

Los parques eólicos *offshore* tienen un gran potencial para convertirse en una fuente de energía a gran escala para la producción de electricidad. Requieren sistemas de transmisión confiables y eficientes para grandes capacidades (> 250 MW) y para distancias de la orilla sobre los 100km. El interés creciente en los parques eólicos *offshore* ha acentuado la necesidad de investigar los problemas técnicos y económicos en el diseño, la operación y el mantenimiento que involucra a todos los elementos que los conforman.

En la actualidad muchos países como Dinamarca, Alemania, Holanda, Francia, Reino Unido, Suecia, EEUU y China están interesados en implementar grandes proyectos en el diseño de parques eólicos *offshore* [1]. Este interés se debe a que los parques eólicos *offshore* pueden lograr, teóricamente, un incremento potencial de más de un 30% en la producción de energía en comparación con los parques eólicos en tierra [1], [2]. Una de las principales razones de este incremento es su velocidad promediada y su consistencia del viento lejos de la orilla. Otro argumento a favor de los parques *offshore* es que la velocidad del viento no se incrementa en proporción con la altura sobre el nivel del mar, como lo hace en tierra. En consecuencia, las torres de las turbinas no necesitarán ser tan elevadas [2]. También se puede señalar como característica interesante de los parques eólicos *offshore* la relativa cercanía a la orilla de los grandes centros de consumo, como se observa particularmente en la costa noreste de los EEUU [4] y en la costa este del mar de China [1]. Además, los parques eólicos *offshore* podrán, a largo plazo, contrarrestar el impacto visual de los parques eólicos en tierra y el uso de los espacios terrestres que se verán disminuidos por el aumento de la densidad poblacional.

1.1. Situación actual

Hoy en día, la mayoría de los parques eólicos *offshore* en operación se encuentran en el norte de Europa (Suecia, Dinamarca, Reino Unido, Irlanda, Alemania y Países Bajos) [1], [3], [5]. El primer aerogenerador marino fue instalado en Suecia en 1990. En el mundo se encuentran en operación, aproximadamente, 41 parques eólicos *offshore* con 933 turbinas [1], [5]. En los países europeos antes mencionados se han materializado proyectos de parques eólicos *offshore* en aguas poco profundas de hasta 20m, llegando todas ellas a cerca de 2000MW de capacidad total instalada. Estos parques utilizan turbinas eólicas de alta capacidad nominal ($\geq 1.5\text{MW}$) diseñados para altas velocidades del viento. Entre las más grandes en capacidad total instalada destacan los parques de cuatro países: Dinamarca (*Horns Rev*, con 160MW, *Horns Rev II*, con 209MW y *Nysted*, con 165.6MW), Reino Unido (*Lynn & Inner Dowsing*, con 194.5 MW, *Gunfleet Sand*, con 173MW y *Robin Rigg*, con 180MW), Suecia (*Lillgrund*, con 110.4MW) y Holanda (*Princess Amalia*, con 120MW). En la tabla 2.1 se muestran los proyectos de parques *offshore* instalados hasta la fecha en el mundo [1], [5].

Tabla 1.1 Proyectos de parques eólicos offshore en operación en Europa [1], [5]

Ubicación	País	Año	MW	Nº turbinas	Fabricante-Valor nominal
Vindeby	Dinamarca	1991	4.95	11	Bonus 450kW
Lely (Ijsselmeer)	Holanda	1994	2.0	4	NedWind 500kW
Tunø Knob	Dinamarca	1995	5.0	10	Vestas 500kW
Irene Vorrink	Holanda	1996	17	28	Nordtank 600kW
Gotland (Bockstigen)	Suecia	1997	2.5	5	Wind World 500kW
Blyth Offshore	Reino Unido	2000	3.8	2	Vestas 2MW
Middelgrunden, Copenhagen	Dinamarca	2001	40	20	Bonus 2MW
Uttgrunden, Kalmar Sound	Suecia	2001	10.5	7	GE Wind 1.5MW
Yttre Stengrund	Suecia	2001	10	5	NEG Micon NM72
Horns Rev	Dinamarca	2002	160	80	Vestas 2MW
Rønland	Dinamarca	2002	9	4	Siemens 2.3MW
Frederikshaven	Dinamarca	2003	10.6	4	2 Vestas 3MW, 1 Bonus 2.3MW y 1 Nordex 2.3MW
Samsø	Dinamarca	2003	23	10	Bonus 2.3 MW
North Hoyle	Reino Unido	2003	60	30	Vestas 2MW
Nysted	Dinamarca	2004	165.6	72	Bonus 2.3MW
Arklow Bank	Irlanda	2004	25.2	7	GE 3.6 MW
Scroby Sands	Reino Unido	2004	60	30	Vestas 2 MW
Kentish Flats	Reino Unido	2005	90	30	Vestas 3MW
Rostock	Alemania	2006	2.5	1	Nordex N90 2.5MW
Barrow	Reino Unido	2006	90	30	Vestas 3MW
Owez	Holanda	2006	108	36	Vestas 3MW

Moray Firth	Reino Unido	2007	10	2	Repower 5Mw
Suizhong 36	China	2007	2	1	Goldwind GW70/1500
Lillgrund	Suecia	2007	110.4	48	Siemens 2.3MW
Beatrice	Reino Unido	2007	10	2	Repower 5MW
Burbo Bank	Reino Unido	2007	90	25	Siemens 3.6MW
Princess Amalia	Holanda	2008	120	60	Vestas 2MW
Hooksiel	Alemania	2008	5	1	BARD 5MW
Lynn & Inner Dowsing	Reino Unido	2009	194.5	54	Siemens 3.6MW
Sprogo	Dinamarca	2009	21	7	Vestas 3MW
Avedore Holme	Dinamarca	2009	7	2	Siemens 3.6MW
Gunfleet Sand	Reino Unido	2009	173	48	Siemens 3.6MW
Rundong	China	2009	30	16	2xUP82-1500/1.5M Mingyog
Vindpark Varen	Suecia	2009	30	10	WinWind 3MW
Thornton Bank 1	Bélgica	2009	30	6	Repower 5MW
Rhyl Flats	Reino Unido	2009	90	25	Siemens 3.6MW
Alpha Ventus	Alemania	2009	60	12	Repower 5MW/Areva Multibrid 5MW
Horn Rev II	Dinamarca	2009	209	91	Siemens 2.3MW
Donghai	China	2010	102	34	Sinovel 3MW
Xianshui	China	2010	6	3	Shanghai Electric 2MW
Robin Rigg	Reino Unido	2010	180	60	Vestas 3MW
Total			2287.05	933	

1.2. España

Actualmente no existe ningún parque eólico *offshore* en España, si bien existen solicitudes presentadas por miles de MW en la costa de Andalucía, Valencia, Cataluña, País Vasco y Galicia, en menor medida. Al ubicarse en el mar, las autorizaciones industriales y medioambientales son competencia del estado (Autorización Administrativa, Concesión del Uso del Dominio Público Marítimo Terrestre (DPMT), y de la Directiva del Marco de Agua (DMA)), aunque como la línea de evacuación pasa por las Comunidades Autónomas y Municipios, ya fuera del DPMT, todos los niveles administrativos están implicados. Según el Real Decreto RD 661/2007, los parques eólicos *offshore* se enmarcan en el grupo del apartado b.2.2. «Instalaciones eólicas ubicadas en el mar» [7].

1.3. Tendencia en los parques eólicos *offshore* y el sistema de transmisión.

Para el futuro, Europa pretende consumir una energía de entre un 2.8 y un 3.2 PWh hasta un 8.5 PWh [3], [4]. Por ello, la energía potencial que tienen los parques eólicos *offshore* puede ser considerable para satisfacer esta futura demanda y, de la misma forma, para cumplir con algunos requisitos medioambientales, como es la reducción de la emisión de dióxido de carbono (CO₂).

Sin embargo, los costes de inversión para implementar los parques eólicos *offshore* son muy elevados en comparación con las instalaciones que se podrían realizar en tierra. El coste de los proyectos europeos de parques eólicos *offshore* se sitúa generalmente en un rango de €0.06 y €0.11 por kilovatios-hora, lo que representa casi el doble de los costes de los proyectos de parques eólicos realizados en tierra [4]. Por esta razón, y hasta la fecha, la experiencia práctica en la instalación de parques eólicos *offshore* ha sido limitada a la cercanía de la orilla, siendo a veces estas instalaciones proyectos demostrativos. Sin embargo, el desarrollo inicial de la tecnología de los parques eólicos en aguas poco profundas será de gran ayuda en la transición para proyectos en aguas más profundas y más alejados de la orilla a medida que avance la tecnología de los parques eólicos *offshore*. De forma favorable en la costa noreste de Europa y en la costa noreste de los EEUU, la profundidad de las aguas se incrementa ligeramente, a medida que se aleja de la orilla, entre 5 y 20m [2], [4], lo que ayuda a construir «plataformas de montajes» con significativas ventajas económicas.

Tal y como se muestra en la tabla 2.2, en todo el mundo se proponen proyectos de gran escala comercial [5]. Estos proyectos aportarán nuevos cambios o paradigmas en el diseño e instalación de los parques eólicos *offshore*. No sólo incluyen turbinas de mayor capacidad nominal ($\geq 3\text{MW}$), sino también el incremento del tamaño de los parques y el alejamiento de tierra en aguas de hasta 40m de profundidad. Los futuros proyectos para parques eólicos *offshore* tendrán un rango de capacidad instalada de 250MW a 1000MW, por lo que han de desarrollarse nuevos conceptos para todo el sistema eléctrico, incluyendo la transmisión dentro del parque, así como hacia la orilla y la integración con la red eléctrica.

Tabla 1.2 Proyectos propuestos de parques eólicos *offshore* en el mundo [5]

Proyecto	País	Potencia Nominal (MW)
Mouth of the Western Scheldt River	Holanda	100
Wieringermeerdijk	Holanda	100
Rodsand II	Dinamarca	207
Uttgrunden II	Suecia	72
Sotora Middelgrund	Suecia	540
Oriel Wind Farm	Irlanda	330
Baltic 1	Alemania	48
Bard offshore	Alemania	400
Cape Wind	EEUU	468
Long Island	EEUU	144
Arklow II	Irlanda	500
Belwind Phase I	Bélgica	165
Greater Gabbard	Reino Unido	504
Ormonde	Reino Unido	150
Sheringham Shoal	Reino Unido	317
Walnet Phase 1	Reino Unido	184
Cabo de Trafalgar	España	250
Mar de Trafalgar	España	1001

El sistema de transmisión hacia la costa implica casi el 30% de la inversión total de los parques eólicos *offshore*. Por lo tanto, se debe considerar su adecuado diseño como factor muy importante. Actualmente existen para el transporte de energía eléctrica sistemas en corriente alterna a alta tensión HVac (*high voltage alternating current*) y sistemas en corriente continua a alta tensión HVdc (*high voltage direct current*) que pueden ser empleados en los parques eólicos *offshore*. Sin embargo, debido a la dimensión de los parques (hasta unos pocos cientos de MW) y a las pequeñas distancias de transmisión al punto de conexión común (PCC) (menos de 50 km), la mayoría de los parques eólicos operativos ha adoptado la interconexión HVac.

No obstante, el método de interconexión mediante HVdc involucra tres factores que pueden incrementar considerablemente el uso de esta tecnología para futuros proyectos:

- Reducción de los costes de inversión para la interconexión.
- Incremento en el aprovechamiento de la capacidad de control de las turbinas eólicas.
- Posibilidad de explotar sistemas alejados con gran potencial eólico.

A medida que las distancias a la orilla se incrementan, también se incrementan los costes de los cables en corriente alterna (c.a.), volviéndose prohibitivos al superar ciertas distancias [3]. Los cables c.a. de gran longitud producen grandes cantidades de potencia reactiva capacitiva y, por lo tanto, disminuyen la capacidad de transmisión. En estas aplicaciones, dados su bajo coste, su sencillo diseño, su simple forma de operar y su bajo impacto en la red receptora, la interconexión mediante sistemas de transmisión HVdc puede ofrecer algunas ventajas cuando se compara con las conexiones HVac. Se espera que la tecnología HVdc sea competitiva en un futuro cercano, y que aumente su capacidad para las distancias de transmisión de los parques eólicos *offshore*.

Como respuesta a los citados retos, esta Tesis presenta una aportación original en la gestión, operación y control de un parque eólico *offshore* basado en aerogeneradores con generadores asíncrono doblemente alimentado (GADA) y conectados a la orilla por un sistema de transmisión de corriente continua a alta tensión HVdc conmutado por red (LCC).

Los objetivos pueden ser resumidos en la búsqueda de técnicas de control que permitan al aerogenerador, con GADA, coordinar su operación con el enlace HVdc-LCC. De igual

forma, se requiere analizar la gestión de potencia reactiva del sistema GADA-HVdc, lo que se aborda como un problema de optimización.

1.4. Planteamiento del Problema

Al diseñar y planificar las operaciones, tanto en régimen estacionario como en régimen transitorio, de un generador asíncrono doblemente alimentado (GADA) y un sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertidor conmutado por red (LCC), se plantean los siguientes problemas:

- a. Normalmente el GADA se conecta directamente a redes con impedancia de cortocircuito de baja magnitud (red fuerte), lo que mantiene la tensión y la frecuencia cercanas a valores nominales. En este estudio, sin embargo, el GADA se conectará en modo aislado. Un sistema de transmisión HVdc-LCC conectado a los terminales del generador se comportará como una *carga pasiva* que cambia de acuerdo a la potencia generada en función de la velocidad del viento, produciendo variaciones en la tensión y la frecuencia del sistema.
- b. La transmisión HVdc-LCC requiere que los convertidores de este sistema estén conectados a fuentes de c.a. con tensión y frecuencia reguladas. En este estudio se implementa un nuevo tipo de conexión con el HVdc-LCC. Uno de los extremos será un parque eólico que funciona como un sistema aislado en el que la tensión y la frecuencia tenderán a desviarse con los cambios en la potencia activa y reactiva generada, y el otro será una red con potencia infinita.
- c. Las características intrínsecas del GADA conectado a la red han mostrado que, ante cambios en la frecuencia, la máquina no tiene respuesta inercial debido al desacoplamiento entre el par electromagnético y la frecuencia de la red.
- d. El rendimiento del parque puede variar si se considera la capacidad de potencia reactiva del GADA. Este problema puede acentuarse cuando el parque eólico se conecte a un sistema de transmisión HVdc-LCC.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, se puede concretar el planteamiento con las siguientes preguntas:

- ¿Cómo rediseñar un control para el GADA de forma que permita mantener la tensión y la frecuencia durante cambios en la potencia transmitida por el enlace HVdc-LCC?

- ¿Cómo rediseñar un control para los convertidores del HVdc-LCC que permita mantener la frecuencia y evacuar la potencia generada del parque eólico *offshore* hasta el punto de conexión común (PCC)?
- ¿Cómo rediseñar una estrategia de control que coordine ambos sistemas para disminuir la redundancia en nuevos dispositivos?
- ¿Cómo optimizar el rendimiento de un parque eólico *offshore* con el conjunto GADA más HVdc-LCC?

1.5. Objetivo general

El objetivo principal de esta investigación es modelar, analizar y controlar un parque eólico *offshore* basado en un generador asíncrono de doble alimentación y el sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión HVdc-LCC.

1.5.1. Objetivos específicos

- Modelar en régimen estacionario y dinámico el generador asíncrono de doble alimentación, tanto para la conexión en forma aislada como para la conexión en red.
- Modelar en régimen estacionario un sistema de conexión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertidor de conmutación por línea (LCC).
- Diseñar un nuevo sistema de control coordinado entre el GADA y el HVdc-LCC para mantener el módulo de tensión y la frecuencia durante los cambios en la demanda que presenta el sistema.
- Analizar la gestión de potencia reactiva en un parque eólico *offshore* conectado a un sistema de transmisión HVdc mediante la resolución de un problema de optimización que considere las limitaciones de potencia reactiva del GADA, los límites de tensión en la red interna del parque eólico y las restricciones inherentes a un sistema HVdc-LCC.

1.6. Estructura de la Tesis

La presente Tesis se compone de seis capítulos, apéndices y bibliografía. A continuación se detalla el contenido de cada capítulo:

Capítulo 1: se revisa la situación actual y las tendencias en los parques eólicos *offshore* y se presentan los planteamientos del problema, el objetivo general y los objetivos específicos abordados por la tesis. En este capítulo se describe la forma en que se puede conectar el generador asíncrono doblemente alimentado (GADA) con un enlace en continua HVdc a través de un apropiado sistema de control coordinado.

Capítulo 2: se presenta el estado del arte de las tecnologías utilizadas en los parques eólicos *offshore*, comenzando con una introducción de las configuraciones de los aerogeneradores más utilizados comercialmente. Igualmente, se analizan las características técnicas de los parques eólicos *offshore* y los sistemas de transmisión que podrían ser usados buscando el máximo beneficio económico. Entre los sistemas de transmisión presentados están: los sistemas HVac, sistemas HVdc-LCC y, por último, los sistemas HVdc-VSC. Se muestra una comparación técnica, económica y medioambiental para la selección del sistema ante una determinada instalación.

Capítulo 3: en este capítulo se presentan los modelos matemáticos para simular las máquinas asíncronas de doble alimentación en régimen dinámico y régimen estacionario. También se obtienen los límites de funcionamiento en régimen estacionario a través de curvas PQ.

Capítulo 4: se presenta el modelo matemático del sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión HVdc-LCC.

Capítulo 5: se presentan los modelos y el control del GADA operando tanto conectado a la red como en modo aislado. Se hace un análisis del comportamiento del generador de manera aislada para proveerle de respuesta inercial. También se muestran las leyes de control utilizadas en el sistema de control del ángulo de disparo del rectificador del HVdc para que funcione coordinadamente con el sistema de control del GADA en modo aislado. Por último, se simula un parque eólico *offshore* y el enlace HVdc-LCC utilizando el programa informático Matlab/Simulink®.

Capítulo 6: en este capítulo se formula, considerando un modelo agregado y desagregado del parque, el problema de optimización para un parque eólico *offshore* y un sistema de transmisión HVdc-LCC. Se presentan los resultados y el análisis del sistema GADA+HVdc para maximizar la potencia de salida del parque utilizando el programa informático Matlab/Simulink® y el método de optimización de punto interior.

Capítulo 7: Se presentan las conclusiones generales y se resumen las aportaciones.

Capítulo 2

Estado del Arte de los parques eólicos *offshore*

La importancia creciente de las energías renovables, especialmente las eólicas, significa que las redes eléctricas deben asumir, entre otras cosas, el alto índice de penetración de estas energías, así como resolver su transporte desde zonas muy remotas, a menudo aisladas, hasta los centros de consumo. Un apropiado diseño de los elementos en un parque eólico *offshore* es un reto a conseguir, tanto para los fabricantes como para los promotores y operadores del sistema, para aprovechar el enorme recurso eólico de las zonas marinas.

En este capítulo se mostrará el desarrollo de las tecnologías actuales en los aerogeneradores, y cómo éstas han evolucionado desde el concepto de velocidad fija al de velocidad variable. También se presentan las configuraciones posibles que deberán tener los parques eólicos *offshore*, implicando para ello los aspectos técnicos, económicos y medioambientales de las redes de transmisión a la orilla.

2.1. Configuración de los aerogeneradores

Los parques eólicos se han beneficiado de los avances que se han hecho en la tecnología eléctrica en los últimos 20 años. Gran parte del avance se ha logrado en los elementos que conforman un aerogenerador: la máquina eléctrica, los convertidores electrónicos de potencia y los controladores. Se ha evolucionado mucho desde la época en que los aerogeneradores basados en generadores de inducción se conectaban directamente a la red a través de un arranque suave. Hoy en día se puede controlar la potencia activa y reactiva de salida del aerogenerador dentro de un amplio rango de velocidades, así como limitar la velocidad en rampa positiva de la máquina, controlar la tensión y garantizar la continuidad

del suministro después de una falta, todo ello para cumplir con los últimos requisitos establecidos en los procedimientos de operación de los parques eólicos conectados a la red.

En este apartado se presentan las diferentes configuraciones de los aerogeneradores más utilizados en los parques eólicos *onshore* y *offshore*.

2.1.1. Generador eléctrico

Uno de los sistemas más importantes en los sistemas de conversión de energía eólica es el generador eléctrico, ya que su misión es la de transformar la energía cinética de rotación en energía eléctrica. En los aerogeneradores modernos, el generador debe operar con fluctuaciones de potencia de acuerdo a las variaciones de la velocidad del viento. Esta característica hace a este generador diferente a los utilizados en los sistemas convencionales de conversión de energía, en los que normalmente la potencia de operación se mantiene constante para largos períodos de tiempo. Entre los generadores más empleados en los parques eólicos están los *generadores asíncronos* y los *generadores síncronos*.

Actualmente, la mayoría de los aerogeneradores están equipados con generadores asíncronos, tanto de rotor jaula de ardilla como de rotor devanado. Estas máquinas son simples y poseen una construcción robusta. Además, presentan una alta eficiencia bajo operación nominal y requieren poco mantenimiento. En el presente trabajo se ha utilizado el generador asíncrono de rotor devanado para modelar los aerogeneradores en un parque eólico *offshore*. Este generador tiene la ventaja de funcionar a velocidad variable cuando se conecta un convertidor de frecuencia al rotor de la máquina, mejorando de esta forma las prestaciones de los aerogeneradores [8], [9].

2.1.2. Tecnología de los aerogeneradores

Existen en el mercado tres tipos de tecnologías predominantes para implementar un aerogenerador. Se diferencian unas de otras en el modo de conexión a la red. A continuación se clasifican los tres tipos de aerogeneradores más utilizados comercialmente como tipo A, B y C:

- A. Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono: esta configuración es el llamado «concepto danés», y consiste en un generador asíncrono

tipo jaula de ardilla conectado directamente a la red. El rotor de la turbina eólica se conecta al generador a través de una caja multiplicadora (ver Figura 2.1) y gira a una velocidad casi constante con una variación entre 0.1-2% de la nominal [9], [10]. El generador es robusto, simple y requiere poco mantenimiento, pero tiene el inconveniente de consumir potencia reactiva para su magnetización, tanto en vacío como a plena carga. Por esta razón se requiere conectar a los terminales del generador un banco de condensadores con el fin de obtener un factor de potencia cercano a la unidad.

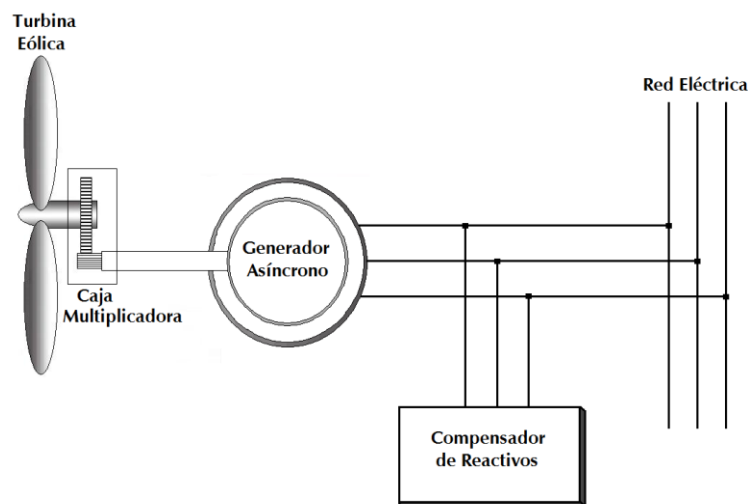


Figura 2.1. Turbina eólica a velocidad constante basada en un generador asíncrono.

- B. Turbina eólica a velocidad variable basada en el generador asíncrono doblemente alimentado (GADA): en esta configuración el estator de la máquina eléctrica está directamente conectado a la red. Sin embargo, los devanados del rotor están alimentados a través de convertidores de electrónica de potencia «back-to-back» que pueden variar la frecuencia eléctrica aplicada al rotor. De esta forma se consigue que la frecuencia mecánica y eléctrica del rotor estén desacoplados, haciendo posible la operación con velocidad variable del aerogenerador, lo que deriva en que la frecuencia del estator y del rotor pueden ser sincronizadas independientemente de la velocidad mecánica en la turbina [9], [11]. Como la velocidad de la turbina es baja, resulta necesario conectar al generador una caja multiplicadora (ver Figura 2.2). Asimismo, con un apropiado sistema de control implementado en los convertidores es posible controlar independientemente la potencia activa y reactiva que entrega el generador.

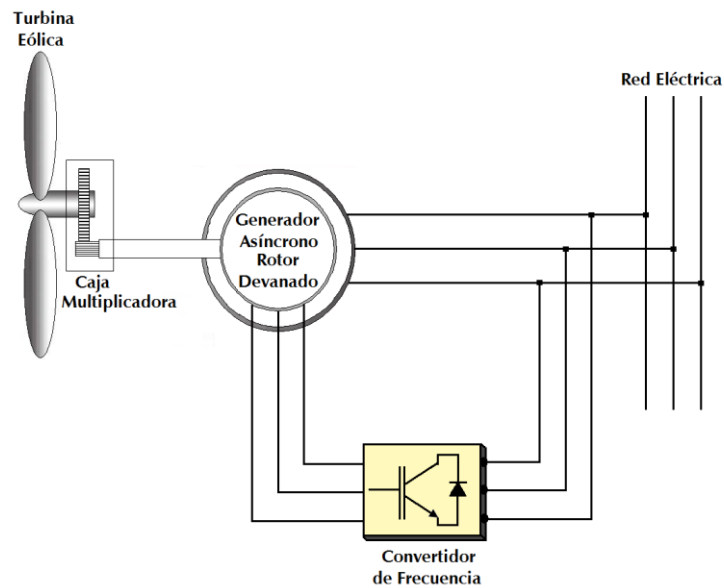


Figura 2.2. Turbina eólica a velocidad variable basada en el generador asíncrono doblemente alimentado.

- C. Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador síncrono: en esta configuración el generador síncrono puede ser de rotor devanado o de imanes permanentes. Con este último generador la turbina no necesita caja multiplicadora aunque el generador gire a bajas velocidades, ya que el estator está acoplado a la red eléctrica a través de un convertidor de electrónica de potencia que varía la frecuencia del generador para acoplarla a la frecuencia de la red (ver Figura 2.3) [10].

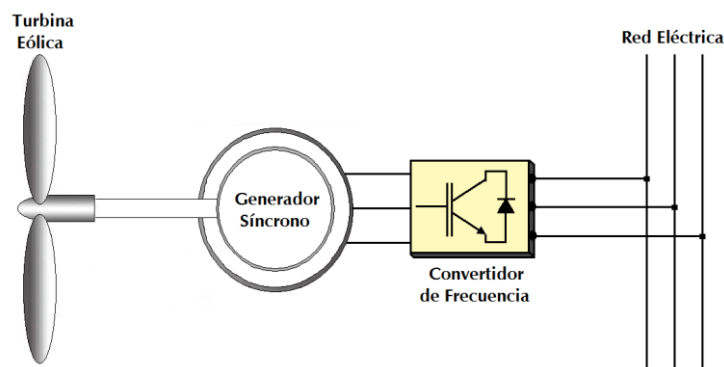


Figura 2.3. Turbina eólica a velocidad variable basada en un generador síncrono.

2.1.3. Ventajas y desventajas de las tecnologías de los aerogeneradores

Una de las ventajas que tiene la tecnología tipo «A» es el bajo coste del generador asíncrono tipo jaula de ardilla. Sin embargo, como la velocidad del rotor no tiene un amplio rango de velocidades (1 y 2% de la nominal), este tipo de tecnología debe ser mecánicamente robusta para soportar las fluctuaciones en la velocidad del viento que son trasladados directamente al sistema mecánico de transmisión de la turbina, lo que produce oscilaciones del par y de la potencia eléctrica del generador, así como un incremento del ruido acústico cuando la velocidad del viento es menor que la velocidad nominal del aerogenerador. Además, la captura de la energía por parte de esta tecnología no es la más eficiente, ya que no puede seguir los cambios óptimos de obtención de potencia impuesta por las variaciones en la velocidad del viento [12].

La principal ventaja que ofrecen las tecnologías tipo «B» y «C» es la reducción de los esfuerzos en el sistema mecánico de transmisión de la turbina. Las ráfagas del viento pueden ser absorbidas por la turbina, es decir, la energía es almacenada en la inercia produciendo una «elasticidad» en el sistema que absorbe transitoriamente las pulsaciones del par. Esta ventaja mejora la calidad de la energía que entregan los aerogeneradores [11], [12]. Otra ventaja que ofrecen estas tecnologías es la mayor producción de energía eléctrica para una velocidad del viento determinada. La eficiencia aerodinámica de las turbinas es bastante elevada debido a la operación con velocidad variable, lo que permite obtener la máxima potencia ante cambios en la velocidad del viento. El ruido acústico se reduce, ya que el aerogenerador opera a baja velocidad para bajas condiciones de potencia.

Las desventajas que presentan las tecnologías tipo «B» y «C» tienen que ver con el coste, con el mantenimiento y con las pérdidas por parte de los convertidores electrónicos. Sin embargo, en las tecnologías tipo «B» se puede apreciar una reducción en el coste de los convertidores debido a que el rango de estos inversores es típicamente el 25% de la potencia nominal de la máquina [10], [11], [12], a diferencia de los convertidores en la tecnología tipo «C», donde los inversores deben manejar la misma potencia nominal de la máquina eléctrica.

2.2. Características técnicas de los parques eólicos *offshore*

2.2.1. Tensión

En los parques eólicos instalados en tierra se trabaja actualmente con niveles medios de tensión en corriente alterna (c.a.) de 20-36 kV, usualmente al mismo nivel de tensión de las redes de distribución donde se conectan. Cabe mencionar que en España la conexión no se hace directamente a las redes de distribución, sino a las redes de transmisión con niveles de tensión en c.a. de 220-132kV a través de subestaciones cercanas al parque [13]. Cada aerogenerador suele operar normalmente a un nivel de tensión en generación de 690V que luego es elevado a través de transformadores elevadores (instalados directamente en la turbina cerca de la base de cada aerogenerador) al nivel de la red interna del parque eólico.

Las condiciones especiales del medio marino suponen que haya que considerar otras características que modifican la tensión requerida en tierra [10], [14]. Los parques eólicos *offshore* tienden a ser más grandes de acuerdo con la distancia entre:

- a) cada aerogenerador: esta distancia se incrementa respecto a los parques eólicos en tierra debido a un mayor efecto de la estela dejada por el paso del viento en cada aerogenerador.
- b) el parque y el punto de conexión común (PCC): esta distancia se incrementa debido a la ubicación propia de los parques alejados de la orilla y, por lo tanto, de la red de distribución o transmisión.
- c) el parque y la estación de transformación *offshore*: dependiendo del diseño en el trazado de los cables, los parques eólicos *offshore* necesitarán plataformas marinas para la ubicación de la estación de transformación, y ésta podrá estar a una distancia considerable del punto de conexión común en tierra.

Las pérdidas en los cables se elevan al aumentar estas distancias, lo que disminuye el rendimiento del parque. Una solución utilizada en corriente alterna para minimizar las pérdidas y maximizar la capacidad de transmisión en las líneas de transporte es aumentar la tensión [15]. Sin embargo, este aumento tiende, a su vez, a elevar los costes, ya que el tamaño de los transformadores o de la subestación *offshore* también aumenta. La ubicación normal del transformador es cercana al generador, o bien en la torre o en una subestación cercana a la turbina, por lo que el tamaño del transformador, además de aumentar el coste,

también supone un problema técnico, dado que las dimensiones de las estructuras de soporte, góndola y plataforma de la subestación aumentan. Adicionalmente se incrementan el tamaño y el coste de la aparamenta eléctrica.

Hoy en día los parques eólicos *offshore*, en general, funcionan con redes internas en c.a. que adoptan, como solución práctica, un nivel de tensión de hasta 36kV [10]. Pero los parques eólicos más pequeños no llegan a usar este nivel de tensión debido a que la reducción en las pérdidas no es suficiente para justificar el coste. En las instalaciones existentes de mayor potencia se puede observar la utilización de subestaciones de transformación *offshore* donde los niveles de tensión en la red interna del parque son de hasta 36kV, como es el caso de los parques eólicos *offshore* daneses:

1. Horns Rev (160MW): trabaja con un nivel de tensión de 36kV, y la subestación de transformación *offshore* eleva la tensión a 156kV para alimentar el cable c.a. de 18km de longitud hasta la orilla [16].
2. Nysted (165,6MW): trabaja con un nivel de tensión de 33kV, y la subestación de transformación *offshore* eleva la tensión a 132kV para alimentar el cable c.a. de aproximadamente 10km de longitud hasta la orilla [17].

Cabe destacar que Horns Rev fue el primero en usar una plataforma *offshore* para colocar la subestación de transformación, seguido por Nysted [10], [16]. Estas subestaciones *offshore* son únicas en el mundo, ya que nada similar se había construido antes, ni siquiera en la industria del gas y del petróleo *offshore*, en las que se trabaja usualmente con niveles de tensión de 13,8kV. Por lo tanto, estas dos subestaciones *offshore* han aportado información valiosa acerca de la fiabilidad de la subestaciones en futuros proyectos. Sin embargo, el coste de estas plataformas *offshore* es elevado, por lo que los diseñadores tratan de evitar estas estructuras. Por ejemplo, los proyectos de Lynn & Inner Dowsing, en el Reino Unido, y el holandés NoordZeeWind [18], [19], de 108MW y 194.4MW, respectivamente, no incluyen subestaciones *offshore*, sino un nivel medio de tensión interno del parque y la conexión directa hasta la orilla de cables de c.a. con niveles de tensión de 33 y 34 kV, respectivamente. Ya en la orilla, y específicamente en el parque Lynn & Inner Dowsing, una subestación de transformación eleva la tensión a 132kV para conectar el parque al sistema eléctrico británico.

Para grandes proyectos ($>>250\text{MW}$) localizados a mayor distancia de la orilla probablemente se requerirá un número considerable de subestaciones de transformación *offshore*. El primer paso será conectar cada módulo del parque eólico con un máximo de capacidad instalada de 250MW a la subestación *offshore* donde la tensión es elevada, si es una conexión en corriente alterna a alta tensión HVac (*high voltage alternating current*), o a un convertidor, si es una conexión en corriente continua a alta tensión HVdc (*high voltage direct current*), para alimentar el cable de conexión que va hasta la orilla. Otra opción es conectar cada subestación de manera independiente a la orilla. En la Figura 2.4 se muestran ambas configuraciones.

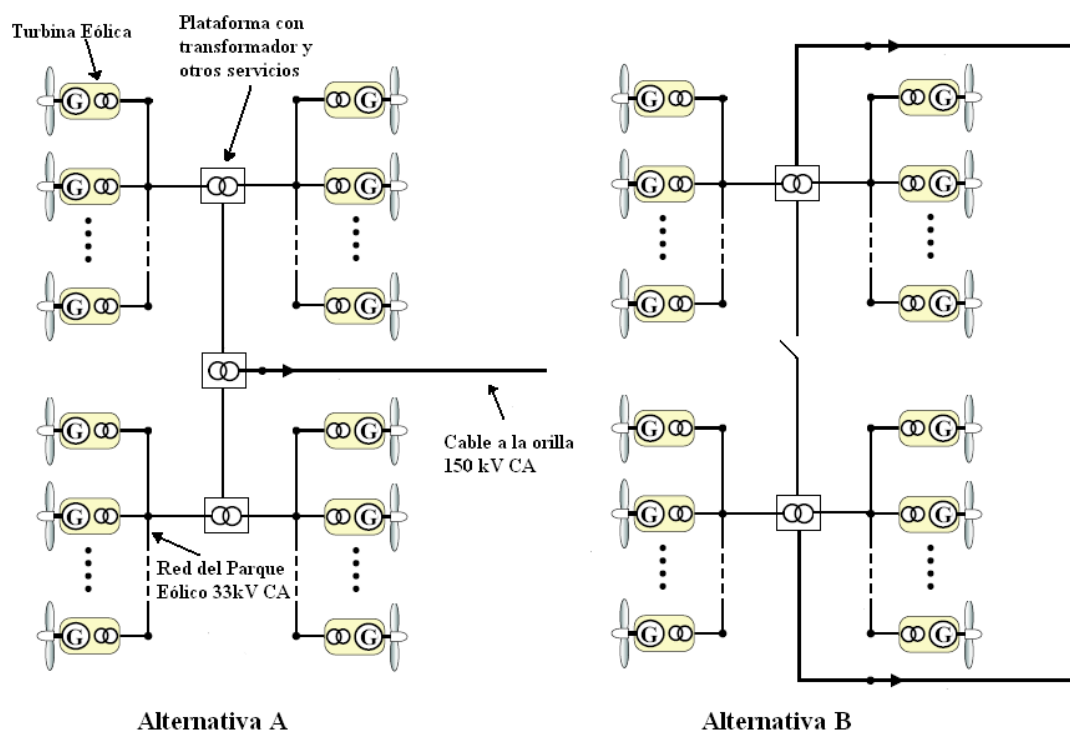


Figura 2.4. Diferentes alternativas para el trazado de las conexiones de parques eólicos *offshore*.

2.2.2. Conexión

Actualmente, una de las particularidades técnicas de mayor discusión es el diseño del trazado de la conexión de los parques eólicos *offshore* hasta la orilla. Al incluir una sola línea de evacuación (ver Figura 2.4 «A») el diseño se hace más barato. Sin embargo, su fiabilidad es baja debido a que, si ocurre una falta en el cable, puede haber una pérdida total del parque eólico. Las consecuencias económicas podrían ser enormes por el lucro cesante. La reparación llevaría meses si se considera que los cables, al ser submarinos,

dependen de la disponibilidad de barcos especiales y de la accesibilidad del lugar donde ocurre la falla.

Una solución que se propone ante este tipo de riesgo es tener una conexión del parque a través de dos líneas de evacuación (ver Figura 2.4 «B»). Una de las líneas estaría fuera de servicio en las operaciones normales del parque, entrando sólo en funcionamiento en operaciones de emergencias ante una falta. Sin embargo, el coste de un segundo cable de conexión sería muy elevado. Además, llevarlo a la práctica sería muy difícil debido a las restricciones medioambientales que supondría conseguir una segunda ruta del cableado y la disponibilidad de un segundo punto de conexión común (PCC) a la red de transmisión o distribución [20], [21]. Actualmente, los proyectos en diseño de gran envergadura no consideran esta redundancia en las líneas. En el futuro, la experiencia mostrará si es necesario considerar una segunda línea de evacuación.

2.2.3. Cableado

El cableado submarino que conecta los parques eólicos *offshore* a la red de distribución es una tecnología muy conocida. Los cables submarinos son enterrados de 1 a 4m dentro del fondo del mar para reducir el riesgo de daños ocasionados por equipos de pesca, anclas y fuertes corrientes marinas. Si las condiciones del fondo lo permiten, es más económico hundir los cables en el lecho marino (utilizando chorros de agua a presión) que enterrarlos en el fondo del mar [22].

Los aspectos más relevantes con respecto al cableado tienen que ver con la longitud, la corriente capacitiva y las pérdidas. El espesor del aislante se incrementa con la tensión nominal del sistema, y debe ofrecer una elevada resistencia al paso de la corriente, así como ser capaz de soportar los esfuerzos dieléctricos. La sección del conductor se incrementa con la corriente nominal del sistema. Para una cierta sección la máxima corriente está determinada por la capacidad del aislamiento de evacuar el calor producido por el paso de la corriente. Por lo tanto, la corriente máxima se determina por el espesor del aislamiento, la conductividad del conductor y las propiedades térmicas del suelo donde se entierran los conductores. Un excesivo calentamiento del cable produce un deterioro del aislamiento y acelera el proceso de envejecimiento del cable.

Para baja y media tensión los conductores trifásicos están integrados dentro de un cable sencillo (tripolar). Los centros de los conductores forman un triángulo dentro del cable

sencillo. Sin embargo, algunos fabricantes utilizan una configuración plana o de un mismo nivel que mejora el manejo de las propiedades térmicas del cable. Para alta tensión en un sistema trifásico cada fase está compuesta por un cable que está separado alrededor de 1m con respecto a la siguiente fase, dependiendo del tipo de suelo y del aislamiento [23].

La capacidad del cable es proporcional a la longitud total del cable. Cuando un cable abierto por uno de sus extremos es alimentado por una fuente de c.a., fluye una corriente dentro del cable [15], [24]. Cuando la longitud del cable aumenta, la corriente de carga capacitiva alcanzará el valor máximo admisible de corriente del cable. Esta longitud es la llamada *longitud de transmisión*, y este valor normalmente oscila en un sistema de corriente alterna entre 100 y 150 km, dependiendo del tipo de cable. Para un cable conectado a la red la corriente en el cable será la suma (compleja) de la corriente de la carga y la corriente capacitiva dentro del cable. Para un cable de longitud corta, la máxima corriente de carga es casi igual a los amperios máximos que puede soportar el cable. Para cables de longitud larga, la capacidad de transporte del cable disminuye por el aumento de la corriente capacitiva que se da en el cable. En secciones posteriores se explicará la importancia del cable dentro del diseño de un parque eólico *offshore*.

2.3. Sistema de transmisión de potencia a la orilla

El sistema de transmisión de potencia entre el parque eólico *offshore* y la orilla puede ser tanto en corriente alterna a alta tensión (HVac) como en corriente continua a alta tensión (HVdc). Hasta ahora todos los parques eólicos *offshore* han seleccionado como sistema de transmisión la corriente alterna a alta tensión (HVac), debido a que los parques eólicos son comparativamente más pequeños y más cercanos a la orilla. Sin embargo, cuando se habla de distancias mayores de aproximadamente 30km o más, la potencia reactiva, que fluye debido a la alta capacidad del cable c.a., limitará la distancia de transmisión máxima posible [15]. Es decir, en un cable submarino o subterráneo de c.a. con esta longitud la corriente capacitiva, suministrada a la línea de transmisión, cargará completamente el cable y no dejará margen para transmitir potencia activa. La transmisión de corriente continua no tiene esta limitación, lo que convierte a la transmisión HVdc en la única alternativa técnica viable para largos enlaces por cable. Para las conexiones HVdc existen actualmente dos opciones técnicas: el HVdc basado en un convertidor conmutado por red LCC (*line-commutated converter*), y el HVdc basado en un convertidor de fuente de tensión VSC

(*voltage source converter*). En la Figura 2.5 se muestra la clasificación de los sistemas de transmisión a la orilla disponible para los parques eólicos *offshore*.

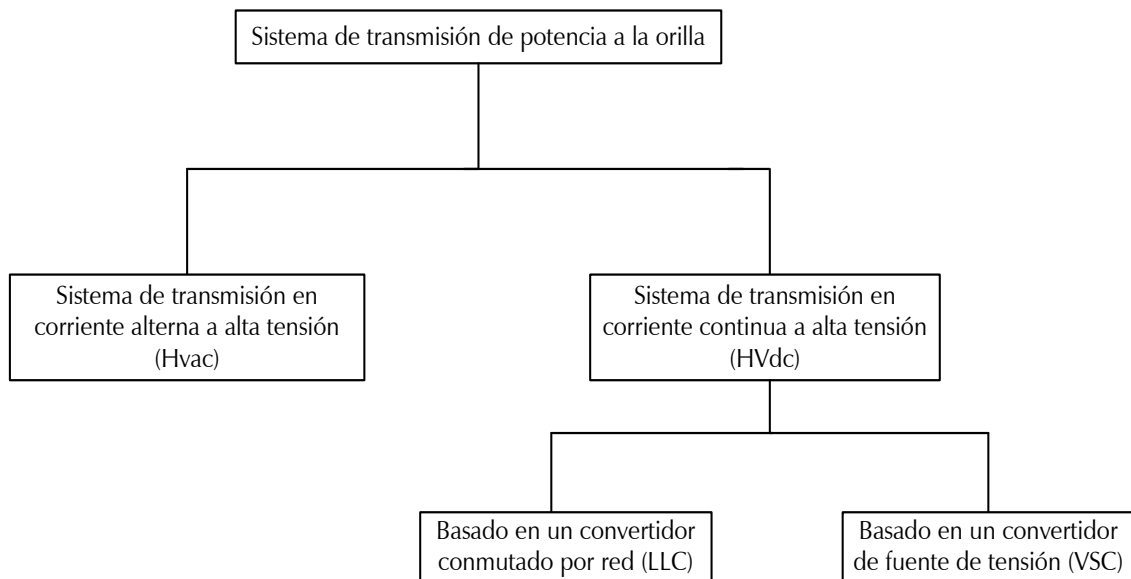


Figura 2.5. Clasificación de los sistemas de transmisión a la orilla.

Para cualquier sistema de transmisión en los parques eólicos *offshore* las principales *restricciones* que deben ser tratadas serán [14], [25]:

- Espacio limitado: los equipos deben ser lo más compactos posible para reducir el tamaño y el peso global.
- Condiciones medioambientales extremadamente severas y variables: la constante exposición a la alta salinidad en el aire, al viento y al agua requiere equipos que puedan ser colocados en interiores o en espacios cerrados herméticamente.
- Acceso limitado al mantenimiento: la accesibilidad para el mantenimiento es reducido, por lo que los equipos deben tener una alta fiabilidad y requerir poco o casi ningún mantenimiento.

Al tomar en cuenta las restricciones antes señaladas se llega a una serie de *criterios para el diseño* de las instalaciones *offshore* que se muestran a continuación [14], [25]:

- Los equipos deben ser lo más simples posible, con largos intervalos sin mantenimiento o, preferiblemente, diseñados para no tener mantenimiento.

- Alta fiabilidad, lo que significa que la redundancia debe ser incluida en áreas críticas.
- El nivel de tensión en la barra c.a. debe ser lo más bajo posible para reducir el tamaño de filtros armónicos en c.a. y de los interruptores estáticos en los convertidores.
- Al tratarse de equipos internos, los niveles de aislamiento y los tiempos de despeje de las protecciones deben ser reducidos.

2.3.2. Sistema de transmisión en corriente alterna a alta tensión (HVac)

Como se señaló en el apartado anterior, la solución en corriente alterna es la más utilizada hasta ahora en todos los parques eólicos *offshore* existentes. Un parque eólico *offshore* basado en una transmisión HVac contiene los siguientes componentes principales:

- a) Un sistema colector en c.a.: en esta etapa dentro del diseño, toda la red interna del parque eólico llega a un punto donde se conecta a una plataforma marina compuesta por un transformador elevador para la transmisión hasta la orilla y también, si lo requiere, por un compensador de potencia reactiva síncrono o estático como, por ejemplo, el SVC (*static var compensator*) o el STATCOM (*static synchronous compensator*).
- b) La línea de transmisión: la solución más viable es utilizar cables tripolares de alta tensión con aislamiento de polietileno (XLPE) para corriente alterna.
- c) Una subestación en la orilla que contará con el transformador para conectar a la red de distribución o de transporte, al Punto de Conexión Común (PCC), y también contará, si lo requiere, con un compensador de potencia reactiva.

No es necesario en todos los casos un compensador de potencia reactiva como, por ejemplo, en el Horns Rev, en el que se utilizó un cable trifásico con aislante de polímero extruido (XLPE) de tensión nominal de 170kV y sección transversal de 630mm² a una distancia de 18km de la orilla sin compensador [16]. Sin embargo, cuando se incrementa la distancia hasta la orilla resulta necesario un compensador de potencia reactiva. Por ejemplo, un parque eólico *offshore* de 400MW que tenga una distancia a la orilla de

120km y una tensión de transmisión de 150 kV requiere una compensación de 150MVAR en ambos extremos del cable de transmisión [26]. Actualmente, la máxima capacidad de los cables trifásicos en c.a. es de cerca de 200MW para niveles de tensión nominal entre 150kV y 170kV, siempre y cuando exista compensación en ambos extremos de los cables y la longitud máxima sea de 200km, lo que significa que si se desea aumentar la capacidad del parque se tendrán que utilizar más cables. Por ejemplo, si el parque es de 1000MW se necesitarán *cinco* cables trifásicos para conectarse a la orilla. Para corta distancia el rango de valor nominal de la transmisión puede aumentar hasta 245kV, por lo que la capacidad máxima de transmisión se incrementa de 350MW a 400MW. Por esta razón el cable que se utiliza en el sistema de transmisión toma gran relevancia en el diseño de la transmisión HVac.

El cable con aislamiento tipo sólido o XLPE tiene un rango de hasta 220kV. También hay aplicaciones de hasta 400kV. Este tipo de cable tiene baja pérdida dieléctrica, y casi no requiere mantenimiento. El cable XLPE también tiene baja capacitancia en relación con los cables de aislamiento de papel impregnado (*MI mass impregnated*) y aislamiento de aceite (*OF oil filled*), lo que simplifica, de esta forma, los requerimientos para compensación de potencia reactiva. Además, en instalaciones subterráneas este último cable tiene la desventaja de limitar su longitud a unos 100km, debido a la necesidad de hacer circular el líquido refrigerante a lo largo del cable (estaciones de bombeo) [23].

Como se puede observar, el factor principal limitante en un sistema de transmisión HVac para larga distancia es la producción de grandes cantidades de potencia reactiva. En la siguiente gráfica (Figura 2.6) se muestra una comparación de la capacidad de transmisión para diferentes cables operando con varios niveles de tensión (132kV, 220kV y 400kV) y con diferentes métodos de compensación (únicamente en la orilla o en ambos extremos del cable) [27].

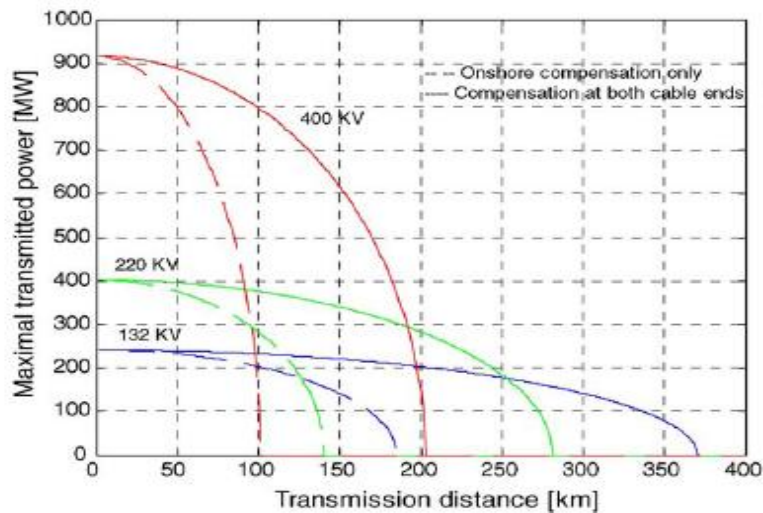


Figura 2.6. Comparación de la capacidad de transmisión en función de la distancia para diferentes cables y diferentes métodos de compensación [27].

Este gráfico muestra la máxima corriente permisible que no debe ser excedida, considerando una regulación en línea menor al 10% y una variación del ángulo par menor a 30° [27]. La máxima corriente para los cables considerados en este gráfico es el único límite alcanzado, sin hacer ninguna variación a las otras dos restricciones críticas. Se llega a la distancia crítica cuando la mitad de la corriente reactiva producida por el cable alcanza a la corriente nominal en uno de los extremos del cable. Para los cables considerados aquí la distancia crítica es:

- $L_{\max, 132 \text{ kV}} = 370 \text{ km}$;
- $L_{\max, 220 \text{ kV}} = 281 \text{ km}$;
- $L_{\max, 400 \text{ kV}} = 202 \text{ km}$.

En conclusión, se puede decir que los sistemas de transmisión HVac en un parque eólico offshore tiene las siguientes *desventajas*:

- a) Las pérdidas de carga aumentan significativamente con un incremento del tamaño de la capacidad del parque eólico y su distancia a la orilla.
- b) La elevación en el nivel de tensión de la transmisión conlleva a equipos más grandes y más caros, así como a cables submarinos costosos. Por lo tanto, un incremento en el nivel de tensión se justifica solamente si se requiere un incremento en la capacidad de transmisión.

2.3.3. Sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc)

Con respecto a la transmisión en c.a., la transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) tiene la ventaja de la ausencia de potencia reactiva dentro del enlace. Esta característica inherente en la transmisión HVdc hace que los cables sean más eficientes y puedan aumentar la distancia en los sistemas de transmisión de potencia hacia la orilla. Para las conexiones HVdc existen actualmente dos opciones técnicas: el HVdc basado en un convertidor conmutado por red LCC (*line-commutated converter*), y el HVdc basado en un convertidor de fuente de tensión VSC (*voltage source converter*). Cada una de estas opciones tiene diferentes características técnicas dentro de los parques eólicos *offshore* que serán abordadas en las siguientes secciones.

2.3.3.1. Sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertidor conmutado por red (LCC)

En un sistema HVdc basado en un convertidor conmutado por red (LCC) se pueden conectar dos sistemas eléctricos de c.a. a través de un enlace en continua. La corriente eléctrica se toma desde un punto en uno de los dos sistemas de c.a. para convertirse en corriente continua (c.c.) por medio de una estación convertidora. Esta forma de energía se transmite al punto de recepción mediante un cable subterráneo de c.c.. La energía se vuelve a convertir en c.a. en la estación receptora para inyectarse al sistema restante. Aunque la tecnología de los enlaces HVdc-LCC basada en el estado de la técnica de los tiristores es muy bien conocida, en los parques eólicos *offshore* hay muchos aspectos que demandan una atención especial para llegar a un buen desempeño y fiabilidad del parque. Por ejemplo, para arrancar los aerogeneradores se necesitaría instalar fuentes auxiliares de alimentación que proporcionasen una tensión en c.a. Adicionalmente, estas fuentes permiten la operación normal de los convertidores del HVdc durante períodos sin o con muy poco viento. Las fuentes auxiliares podrán estar comprendidas por generadores diesel y compensadores estáticos síncronos STATCOM [28] o sistemas de almacenamientos en los propios aerogeneradores [29].

Un parque eólico *offshore* basado en una transmisión HVdc-LCC constaría de los siguientes componentes principales [10]:

- a) Un sistema colector en c.a. dentro del parque eólico *offshore*.
- b) Una subestación *offshore* con transformadores trifásicos de dos devanados para el convertidor, así como filtros y un STATCOM o un generador diesel que aumente la potencia de cortocircuito [14]. El STATCOM provee la tensión para la conmutación en los convertidores y la compensación de potencia reactiva a la red *offshore* durante el estado estacionario, dinámico y transitorio [28], [30].
- c) Cables c.c. para la transmisión.
- d) Una estación convertidora en la orilla compuesta por un transformador monofásico tridevanado para el convertidor y los respectivos filtros.

En la Figura 2.7 se muestra el esquema de un parque eólico *offshore* conectado a la red en la orilla a través de un sistema de transmisión HVdc-LCC.

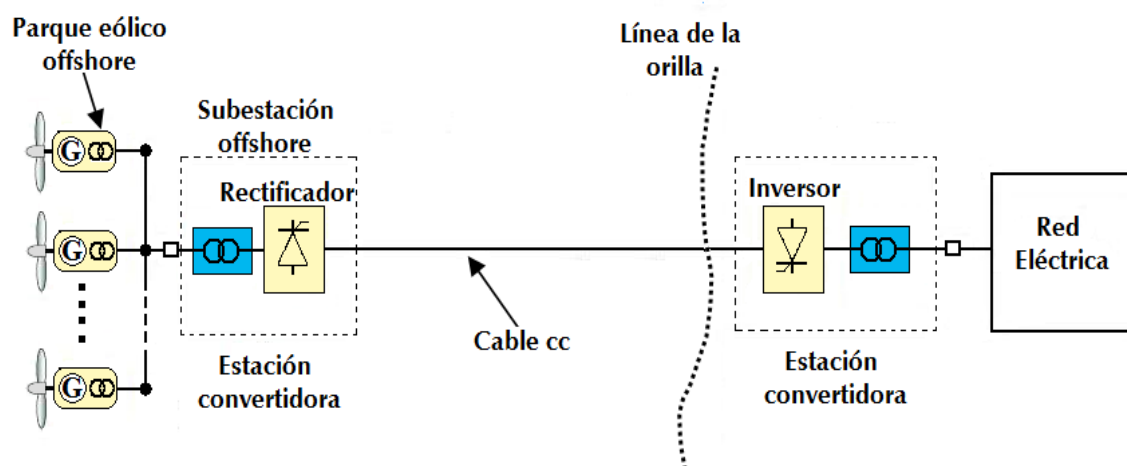


Figura 2.7. Esquema de conexión de un parque offshore con la solución de transmisión HVdc-LCC.

El sistema HVdc-LCC ha sido instalado en muchos lugares del mundo, principalmente para la transmisión de grandes capacidades de potencia sobre largas distancias geográficas y para la interconexión de sistemas de potencia con frecuencia de operación diferentes. En la tabla 2.1 [31], [32] se muestran las instalaciones que utilizan la tecnología HVdc-LCC en el mundo. Sin embargo, hasta ahora no existe ninguna experiencia respecto a los parques eólicos *offshore* que utilice esta tecnología.

Tabla 2.1 Proyectos instalados utilizando el sistema HVdc-LCC en el mundo [31], [32]

Nombre del enlace	País	Año	MW	Tensión en cc (kV)	Longitud (km)
Gotland	Suecia	1954	20	± 100	96
English-Channel	Reino Unido/Francia	1961	160	± 100	64
Inter-Island	Nueva Zelanda	1965	600	± 250	609
Sardania	Italia	1967	200	200	413
Vancouver I	Canadá	1968	312	260	69
Pacific Intertie	Estados Unidos	1970	1440	± 400	1362
Kignsnorth	Reino Unido	1975	640	± 260	82
Gotland	Suecia	1970	30	± 150	96
Skagerrak I	Noruega/Dinamarca	1976	250	250	240
Vancouver II	Canadá	1977	370	-280	77
Square Butte	Estados Unidos	1977	500	± 250	749
Cahora Bassa	Mozambique/S. África	1978	1920	± 533	1360
Gotland II	Suecia	1983	130	150	100
Gotland III	Suecia	1987	260	± 150	103
Itaipú	Brasil	1984	1575	± 300	785
Intermountain power	Estados Unidos	1986	1920	± 500	784
Itaipú II	Brasil	1987	1987	± 600	805
Gezhouba-Shangai	China	1989	600	500	1000
DC Hybrid Link	Nueva Zelanda	1992	992	+270/-350	617
Haenam-Cheju	Corea del Sur	1993	300	± 180	100
Kontek	Dinamarca/Alemania	1995	600	400	170
Leyte-Luzun	Filipinas	1997	1600	400	440
TSQ-Beijao	China	2000	1800	± 500	903
East-South Intercon	India	2003	2000	± 500	1450
Tres Gargantas-Changzhou	China	2003	3000	± 500	890
Tres Gargantas-Quangdong	China	2004	3000	± 500	940
Basslink	Australia/Tasmania	2005	500	400	350
Tres Gargantas-Shangai	China	2007	3000	± 500	1059
NorNed	Noruega/Holanda	2007	700	± 450	560

La transmisión HVdc-LCC ofrece muchas ventajas sobre la transmisión HVac:

- La frecuencia en ambos extremos de los convertidores es independiente en cada uno.
- La distancia de transmisión usando c.c. no es afectada por la corriente de carga del cable.
- La instalación *offshore* está aislada de las perturbaciones que puedan ocurrir en la red de distribución en tierra, y viceversa.
- El flujo de potencia activa está definido y controlado en su totalidad.

- e) Las pérdidas en el cable son bajas.
- f) Hay una alta capacidad de transmisión por cable.

La eficiencia total en la conversión de c.a. a c.c., y de nuevo a c.a., usando las dos estaciones convertidoras está en un rango entre el 97 y 98%, dependiendo de los detalles en el diseño de los convertidores [10]. Si consideramos estas pérdidas, la solución HVac sería la opción más adecuada para longitudes menores a 70km. Sin embargo, para distancias superiores la solución de transmisión HVdc-LCC tiene comparativamente bajas pérdidas, entre un 2%-3% para una transmisión de 500MW sobre una distancia de 100km [27].

Como se puede observar, una de las *desventajas* en la transmisión HVdc-LCC es la necesidad que tienen los convertidores de estar conectados a una fuente de tensión en c.a. para la conmutación. También se necesitaría una fuente de corriente reactiva al final del parque eólico para alimentar tanto a las cargas como a los convertidores. Además, no se puede controlar, de manera independiente, la potencia activa y reactiva.

2.3.3.2. Sistema de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertido de fuente de tensión (VSC)

El sistema HVdc basado en un convertidor de fuente de tensión (VSC) es la última propuesta en la transmisión de c.c. Este nuevo sistema utiliza la más avanzada tecnología en convertidores. Con los avances más recientes en la electrónica de potencia se han desarrollado interruptores muy avanzados y de fácil control, como son el transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) y el tiristor de apagado por puerta (GTO), que permiten un control mediante la modulación del ancho del pulso (PWM) [31], [33]. Esta solución mejora la estabilidad y el control de la potencia reactiva en cada extremo de la red, y puede también operar a muy bajos niveles de potencia de cortocircuito [33], [34].

Un parque eólico *offshore* basado en una transmisión HVdc-VSC constaría de los siguientes componentes principales [10]:

- a) Un sistema colector c.a. dentro del parque eólico.
- b) Una subestación de transformación *offshore* con los convertidores.

- c) Un cable bipolar c.c. para la transmisión.
- d) Una estación convertidora en la orilla junto al transformador elevador para la conexión a la red de distribución.

Este sistema de transmisión no requiere de ningún compensador de potencia reactiva adicional, ya que es inherente al control de los convertidores. Un HVdc-VSC puede controlar la transmisión de potencia activa de una manera exacta de tal modo que la potencia contratada pueda ser suministrada cuando es requerida y cuando, por supuesto, haya disponibilidad del viento. El HVdc-VSC puede ser combinado con un regulador de potencia-frecuencia. Éste varía la potencia para controlar la frecuencia de la red para así cumplir con los requerimientos del Operador del Sistema (OS). El HVdc-VSC también puede proporcionar un control simultáneo de la potencia activa y reactiva de manera que la frecuencia y la tensión puedan ser controladas desde la estación convertidora. Esto permitiría, por ejemplo, que fuera utilizado en un arranque en isla (Black Start) de forma que se pueda controlar la tensión y la frecuencia desde cero hasta su valor nominal. Además, el HVdc-VSC puede suministrar la potencia reactiva necesaria a las turbinas eólicas durante el arranque de las máquinas, lo que significa que este sistema de transmisión *no requiere* de una fuente auxiliar de alimentación dentro del parque ni en la orilla, ya que el sistema VSC puede operar en forma aislada o sin carga [10], [27].

El primer enlace comercial HVdc-VSC comercial del mundo fue instalado por ABB en la isla sueca de Gotland en 1999 [35], [36]. Tiene 70km de longitud y una potencia nominal de 60MVA a ± 80 kV. Un pequeño proyecto de demostración de 8MVA a ± 9 kV fue construido en Tjaereborg-Dinamarca entre 1999 y 2000. Este proyecto es único porque es usado como una instalación de prueba para la conexión de un parque eólico pequeño (4 turbinas) al sistema de potencia danés. Hasta la fecha, incluyendo el Tjaereborg, han sido instalados y puestos en operación ocho sistemas de transmisión HVdc-VSC que se describen brevemente en la tabla 2.2 [26]:

Tabla 2.2 Proyectos instalados utilizando el sistema HVdc-VSC en el mundo [26]

Proyecto	País	Longitud (km)	MW	Año	Motivo de la instalación
Gotland Light	Suecia	70	60	1999	Apoyo de la red interna del parque eólico
Enlace en Continua	Australia	65	3x60	2000	Mercado Eléctrico
Tjaereborg	Dinamarca	4	8	2000	Experimental
Eagle Pass	EEUU	Back to Back	36	2000	Control de la tensión ca
Cross Sound	EEUU	40	330	2002	Mercado Eléctrico
Enlace Murria	Australia	180	200	2002	Mercado Eléctrico. Subterráneo
Troll A	Noruega	70	2x41	2005	Alimentación de motores y servicios en Plataforma de gas.
Eslink	Noruega/Holanda	75	350	2006	Interconexión-Mercado Eléctrico

Estas instalaciones representan múltiples aplicaciones, como pueden ser la interconexión para intercambios comerciales (mercados eléctricos), la transmisión subterránea para una fácil conexión y la transmisión de la energía eólica para parques pequeños, o la fuente alimentadora para plataformas de gas, entre otras. Todos ellos toman las ventajas de operación que el HVdc-VSC ofrece en materia de control. Por otro lado, para finales del año 2010 está prevista la instalación en las costas alemanas del parque eólico *offshore* Bard offshore 1, el más grande del mundo conectado hasta la fecha, que tendrá una capacidad instalada de 400MW y un sistema de transmisión HVdc-VSC con una subestación *offshore* (estación convertidora) que enlaza al parque de 80 turbinas (5MW c/u) con la orilla a través de un cable c.c. de 125km de longitud [18], [35].

El convertidor de fuente de tensión (VSC) tiene *la desventaja* de tener unas altas pérdidas de conmutación de entre el 2% y 5% por estación convertidora, más las pérdidas de conducción en continua [37], [38]. Ello se debe al diseño propio de VSC, que utiliza semiconductores IGBT que tienen una frecuencia de conmutación de aproximadamente 2kHz. La ventaja de la relativamente alta frecuencia de conmutación son los bajos niveles de armónico. Una de las maneras de reducir las pérdidas en el convertidor es usar sofisticadas topologías a expensa de la simplicidad y la robustez. Una alternativa para este propósito son los convertidores de 3 niveles, de los que se espera que, en el futuro, disminuyan considerablemente las pérdidas, sobre todo si se emplean nuevos materiales semiconductores como el SiC (*Silicon carbide*) [39].

La potencia máxima nominal de los convertidores está, actualmente, entre 300MW y 400MW [35], [40]. Si se utiliza, por ejemplo, un cable con unos valores nominales de 600MW se podría incrementar la capacidad de transmisión, siempre que el número de convertidores se incremente de acuerdo a la Figura 2.8. En un futuro cercano el rango de la potencia nominal de estos convertidores podría llegar hasta 500MW. Sin embargo, algunos fabricantes ya están ofreciendo estaciones convertidoras de 1200MW para futuros proyectos [35].

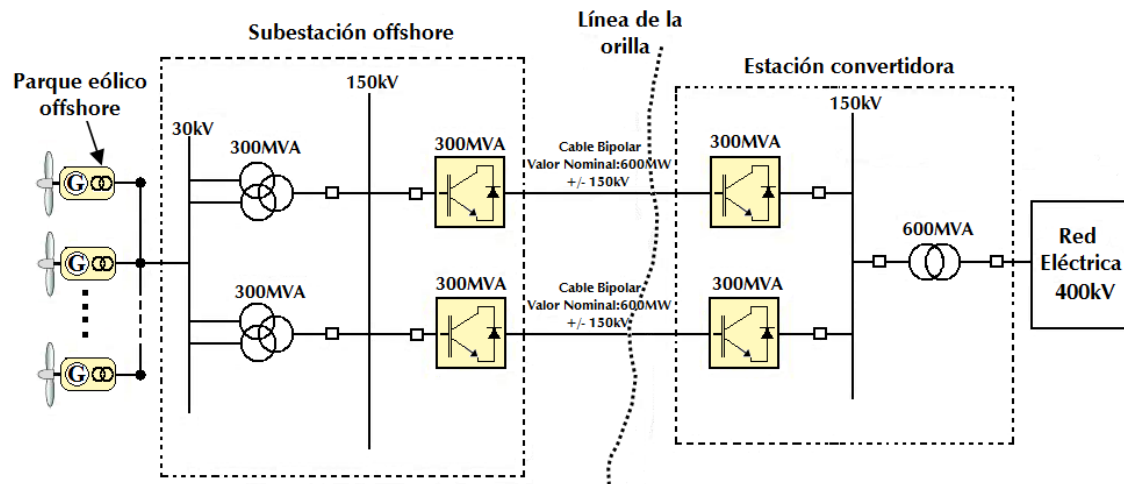


Figura 2.8. Esquema de conexión de un parque offshore con la solución de transmisión HVdc-VSC.

En resumen, se puede afirmar que las principales desventajas de los convertidores HVdc-VSC frente a los sistemas HVdc-LCC para la transmisión de grandes cantidades de energías son: las mayores pérdidas de potencia, una menor robustez, una menor fiabilidad, un mayor precio en su diseño y, actualmente, una capacidad de transmisión inferior a 400MW comparados con los sistemas HVdc-LCC (1200MW).

2.4. Estabilidad de tensión en los sistemas de transmisión a la orilla

Una de las características más importantes que cabe destacar de los sistemas de transmisión antes mencionados es la *estabilidad de tensión*. La estabilidad de tensión es la capacidad del sistema eléctrico de mantener dentro de un rango aceptable las tensiones en todas las barras del sistema antes y después de una perturbación [41]. El sistema entra en un estado de inestabilidad de tensión cuando la perturbación incrementa la demanda en la carga o reconfigura el sistema, lo que provoca una caída de tensión en todas las barras a valores inaceptables denominada *colapso de tensión*. La principal razón para la inestabilidad de tensión en el sistema es el desequilibrio entre la demanda y la alimentación de la potencia reactiva. El criterio para la estabilidad de tensión se cumple si la magnitud de la tensión en la barra se incrementa al mismo tiempo que se incrementa la inyección de potencia reactiva en la barra. Un sistema es inestable cuando la magnitud de tensión decrece en al menos una barra al incrementar la inyección de potencia reactiva al sistema [41], [42].

En [43] se comparan los sistemas de transmisión HVdc-LCC y HVdc-VSC para el estudio de estabilidad de tensión. En este estudio se comprobó que las fuentes de inyección de

potencia reactiva son importantes para mantener la estabilidad dependiendo del tipo de red a que se desea conectar (débil o fuerte).

La conexión de los parques eólicos *offshore* a redes fuertes a través de enlaces HVdc-LCC no necesita ninguna fuente de inyección de potencia reactiva (SVC, STATCOM). En [43] se observa que después de una perturbación el sistema alcanza la estabilidad, mostrando sólo una pequeña variación en la magnitud de la tensión en el rectificador y en el punto común de conexión. En una red débil los enlaces HVdc-LCC necesitan una fuente de inyección de potencia reactiva para mantener la estabilidad. Se ha comprobado en [43] que al aumentar la potencia nominal del STATCOM las perturbaciones no eran detectadas en el punto de conexión común. Además, se observa que los parques eólicos *offshore* que utilizan enlaces HVdc-VSC conectados a redes débiles no necesitan ninguna fuente de inyección de potencia reactiva debido al incremento que producen los convertidores en los límites de estabilidad.

2.5. Comparación de las diferentes soluciones de transmisión

Para cada una de las soluciones de transmisión señaladas anteriormente hay algunas ventajas y desventajas relevantes. A continuación se mostrarán las comparaciones más relevantes en los aspectos técnicos, económicos y medioambientales entre las soluciones HVac, HVdc-LCC y HVdc-VSC.

2.5.1. Comparación en los aspectos técnicos

Tanto en corriente alterna como en corriente continua, los cables tienen diferentes capacidades de transmisión dependiendo de la solución de transmisión seleccionada. En la tabla 2.3 [10], [27] se muestran los tres diferentes sistemas de transmisión: HVac, HVdc-LCC y HVdc-VSC. En la tabla se consideran la tecnología actual y sus principales componentes en los parques eólicos *offshore*.

Los cables en la transmisión HVac permiten una transmisión máxima de potencia de 200 MW por cable trifásico. Cada línea de transmisión debe estar compensada en ambos extremos del cable para llegar así a distancias de hasta 200km. Los niveles de tensión que se puede tener en esta solución están comprendidos entre 150kV y 170 kV, pero estos niveles pueden aumentar si la distancia es relativamente corta, con lo que se logra elevar la

tensión hasta 245kV. Esto significa un aumento de la potencia nominal de transmisión de hasta 350MW para distancias de 100km, y de 300MW para distancias entre 150km y 200km [34], [37].

Tabla 2.3 Comparación de la tecnología actual usada en las diferentes soluciones de transmisión en los parques eólicos *offshore*: HVac, HVdc-LCC, HVdc-VSC [10], [27]

	HVac	HVdc-LCC	HVdc-VSC
Máxima capacidad disponible por sistema	350MW a 245kV. 200 MW a 150kV. Todos hasta 100km.	Hasta 1200MW.	Hasta 350MW instalado. 400 MW anunciado. (1200 MW propuesto).
Nivel de tensión	132kV instalado. 245kV y 400kV bajo desarrollo.	Hasta ± 500 kV.	Hasta ± 150 kV. (± 300 kV propuesto).
Proyectos <i>offshore</i> instalados	Muchas instalaciones (ver tabla 1.1).	Ninguna instalada aún.	Una instalación anunciada para el 2010.
Arranque en isla (Black Start)	Sí.	No.	Sí.
Apoyo a la red	No, se requiere SVC para generar la potencia reactiva.	No, se requieren bancos de condensadores o STATCOM para alimentar de potencia reactiva a las válvulas de conmutación.	Sí, la potencia reactiva es generada o absorbida por los dispositivos del VSC.
Estación <i>offshore</i> en operación	Sí.	No.	Sólo en la plataforma de gas. (Para finales 2010 entrará en funcionamiento la 1ra).
Desacoplamiento entre redes	No.	Sí.	Sí.
Modelo del cable	Resistencia, inductancia y capacitancia.	Resistencia.	Resistencia.
Requerimiento de servicios complementarios	No es necesario.	Sí para bajas velocidades del viento.	Sí para bajas velocidades del viento.
Requerimiento de espacios en la subestación <i>offshore</i>	Tamaños pequeños.	Tamaños grandes.	Tamaños medios.
Coste de la instalación	Pequeños para la estación (sólo el transformador) y alto coste en el cable.	Alto coste para la estación (transformador, filtros, banco de condensadores, válvulas de tiristores etc.).	La estación es entre un 30% y 40% más cara que la solución LCC (los IGBT son más caros que los tiristores).

En la solución HVdc-VSC, que utiliza un cable bipolar, se puede aumentar la capacidad de transmisión de potencia hasta 600MW independientemente de la longitud de transmisión para niveles de tensión de ± 150 kV. Por supuesto, tal y como se indicó en los apartados anteriores, la máxima capacidad que tiene cada estación convertidora está entre 300MW-350MW, por lo que se necesitarían dos estaciones convertidoras para utilizar la capacidad máxima de transmisión del cable. Para futuros proyectos se han anunciado estaciones convertidoras de 400MW [33], [40]. Para la solución HVdc-LCC, la capacidad nominal de los cables y de las estaciones convertidoras no son factores limitantes a la hora de aumentar la capacidad de transmisión a valores cercanos a 1200MW en los parques eólicos *offshore*.

Además de la capacidad de transmisión, otro punto importante a ser comparado son las pérdidas de carga. En la solución HVac las pérdidas de carga dependen de la longitud y las características del cable. En cambio, en la solución HVdc las pérdidas de carga tienen una limitada correlación con respecto a la longitud del cable, y sólo dependen de la eficiencia que tienen las estaciones convertidoras. En la solución HVdc-LCC, la eficiencia en la estación convertidora es más alta que en la solución HVdc-VSC.

La Figura 2.9 [10], [31] muestra comparativamente las pérdidas en relación con la distancia que tienen las soluciones en HVac y HVdc.

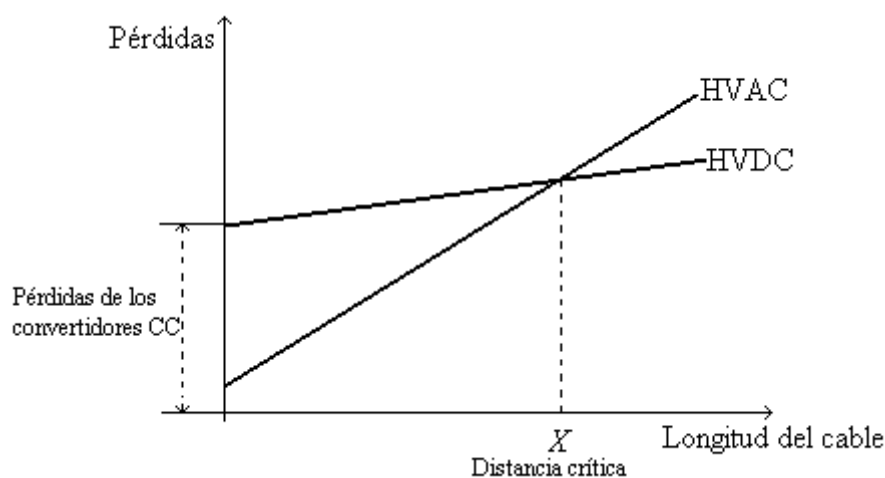


Figura 2.9. Comparación de las pérdidas entre las soluciones de transmisión HVac y HVdc [10], [31].

En este gráfico se observa que, para distancias cortas, las pérdidas de un enlace HVac son más pequeñas que las de una conexión HVdc, y muestra que las pérdidas de la estación convertidora c.c. son comparativamente más altas. Sin embargo, existe una distancia X donde la relación distancia-pérdidas de la solución HVac alcanza niveles similares a los de los enlaces HVdc. Para distancias mayores a X , las pérdidas en la solución HVdc son más bajas que para los enlaces HVac. En [31] el valor de X está entre 25 y 50km. Sin embargo, esta distancia depende de la configuración del sistema (tipo de cable y niveles de tensión), ya que usualmente es más largo para la solución HVdc-VSC que para la solución HVdc-LCC. En [10] se comparan las pérdidas de los sistemas de transmisión HVac y HVdc-VSC para un parque eólico de 200MW, hallándose un valor de X igual a 100km.

El tamaño de las subestaciones *offshore* es también considerado como un problema técnico, y existen grandes divergencias entre las diferentes soluciones de transmisión. En general, el tamaño de la subestación *offshore* c.a. será cerca de una tercera parte del

tamaño de una subestación HVdc debido a que en ésta, además del transformador, se deben considerar las válvulas de tiristores, los filtros y el banco de condensadores, entre otros. En la solución HVdc-LCC las subestaciones necesitarían un mayor espacio que en la solución HVdc-VSC.

Además, los parques eólicos *offshore* deben cumplir otros requisitos para ser conectados a las redes de distribución y transmisión en la orilla. Alguno de esos requisitos son: capacidad de recuperación de la tensión después de una falta, rango de potencia reactiva, control de la tensión, regulación de la potencia-frecuencia y rango de frecuencia [28]. Los desarrollos para el diseño de los sistemas de transmisión tratan actualmente de minimizar el impacto que tienen los parques eólicos *offshore* en la red. Estos diseños requieren equipos adicionales que incrementan el coste. Las soluciones HVdc tienen ventajas significativas sobre la tecnología HVac. En la contribución a la corriente de falta, por ejemplo, la tecnología HVdc reduce significativamente esta contribución a la red, logrando así reducir los equipos adicionales que se necesitarían en los transformadores e interruptores de potencia en tierra. Además, la tecnología HVdc-VSC tiene la capacidad de proveer servicios complementarios a la red en tierra (control de tensión, provisión de potencia activa así como potencia reactiva) [44]. Sin embargo, la solución HVac o la solución HVdc-LCC en combinación con equipos adicionales (SVC o STATCOM) pueden ser capaces de brindar este beneficio [45].

2.5.2. Comparación en los aspectos económicos

El coste del sistema total comprende el coste de inversión y el coste de operación, incluyendo las pérdidas de transmisión y las pérdidas del convertidor. El coste de inversión cambia con los valores nominales y los costes de operación (pérdidas), así como con la distancia al punto común de conexión de la red fuerte. El análisis económico debe ser llevado a cabo tomando en cuenta los diferentes aspectos que involucra cada caso individual. Por lo tanto, se pueden comparar las diferentes soluciones dependiendo de la capacidad que tenga el sistema de transmisión y la distancia a la orilla. A continuación se muestra la Figura 2.10 que compara la capacidad frente a la distancia, y en la que se destacan las soluciones más económicas dependiendo del caso [10].

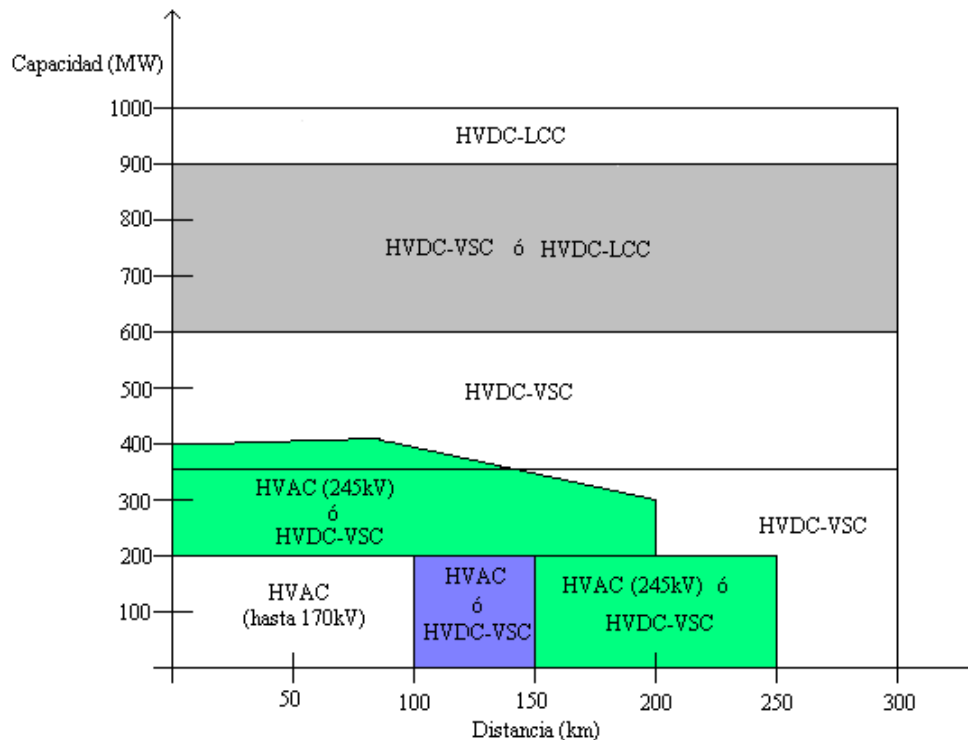


Figura 2.10. Rango de utilización de las diferentes soluciones de transmisión entre la capacidad de transmisión contra la distancia [10].

Como se puede observar en el gráfico, para parques eólicos *offshore* de hasta 200MW la solución más económica, hasta una distancia de aproximadamente 100km, es el enlace HVac operado con un nivel máximo de tensión de 170kV. En este caso, el coste de inversión de los cables bipolares c.c. y de un cable tripolar c.a. de 150kV XLPE con una longitud máxima de 200km es muy similar. Pero el coste de inversión de los convertidores VSC es mucho mayor que la infraestructura HVac, lo que supondría una desventaja económica para no seleccionar el enlace en continua. Los enlaces en corriente alterna tienen mayor pérdida para distancias mayores a los 100km, lo que justifica el coste de los VSC en la solución HVdc. En síntesis, tanto los enlaces HVdc-VSC como los enlaces HVac para distancias de entre 150 y 250km son equiparables en gastos económicos y, por lo tanto, puede utilizarse cualquiera de estas dos soluciones. Cuando se excede la distancia de 250km, la solución HVdc-VSC es, al menos en teoría, más factible técnicamente hablando. La solución HVac es viable si se utilizan plataformas para colocar los equipos de compensación, lo que eleva el coste de inversión y hace que deje de ser económico.

Para parques eólicos entre 200MW y 350MW, los niveles de tensión están entre 150kV para un cable tripolar c.a. XLPE y 245kV. Esto significa que el coste de los enlaces HVac se incrementan, por lo que una solución HVdc-VSC puede ser económicamente más

competitiva. Sin embargo, para distancias que excedan los 100km, la viabilidad técnica de las soluciones HVac para un nivel máximo de tensión hace que baje la capacidad de transmisión hasta 300 MW para distancias de hasta 200km. Por lo tanto, podemos afirmar que la conexión HVdc-VSC es probablemente más económica que un segundo cable c.a.

Para capacidades de entre 350MW y 600MW y *distancias cortas* al punto de interconexión de una red fuerte, la solución HVac operando a 245kV puede ser una solución muy competitiva. Pero en este caso la solución HVac necesitaría por lo menos dos cables tripolares c.a. XLPE operando a 245kV, o tres cables tripolares operando a 150kV, lo que hace que se incremente el coste. La solución HVdc-VSC parece ser la solución más económica, ya que sólo requeriría un cable bipolar c.c.

Para parques eólicos con capacidad de 600MW o más, la solución HVdc-VSC requerirá de dos cables bipolares c.c., así como de tres estaciones convertidoras, tanto en la orilla como en el mar. Si lo comparamos con la solución HVdc-LCC, que sólo requeriría un solo cable c.c. y una estación convertidora tanto en la orilla como en el mar, probablemente esta solución sería la más económica. Pero esta solución también podría dejar el parque eólico inoperativo si se presenta un fallo en el único cable de transmisión, de manera que se debería considerar otra ruta de reserva para estos casos, lo que incrementaría el coste de inversión equiparándolo a la solución HVdc-VSC.

Para parques eólicos mayores a 900MW, la solución HVdc-LCC será, probablemente, la solución más económica.

2.5.3. Comparación en los aspectos medioambientales

Los problemas medioambientales se basan principalmente en dos aspectos:

- Número de cables enterrados en el lecho marino y;
- El campo electromagnético de los cables submarinos.

A la hora de seleccionar la solución más adecuada, y con el objeto de reducir al máximo el impacto medioambiental, se deben considerar, para cada caso, las rutas de los cables. Estas rutas pasan normalmente por áreas muy sensibles a cualquier perturbación medioambiental que están protegidas por leyes que tratan de minimizar cualquier injerencia humana. Esto significa que la solución más adecuada es aquella que tenga el

menor número de cables y la más baja emisión de campos electromagnéticos por los cables submarinos. Se podría pensar que la solución de cable submarino c.c. es la más adecuada, ya que tiene un menor número de cables, pero los cables c.c. tienen mayor campo magnético que los cables c.a. [10], [46]. Sin embargo, la solución c.a. podrá requerir más cables que la solución c.c., y la emisión de campo magnético podría ser equiparable. El problema del efecto magnético en los cables c.c. se resuelve instalando un enlace bipolar próximo entre ellos, de forma que los campos magnéticos se neutralicen mutuamente. En contraste, en el enlace monopolar un conductor conecta las dos estaciones convertidoras, y el fondo del mar actúa como conductor de retorno. Los electrodos del conductor de retorno producen electrolisis, lo que aumenta la corrosión de cualquier estructura metálica que esté cerca causando eventuales perturbaciones en las instalaciones de señalización y de telecomunicaciones, en general [47].

Por todo lo dicho anteriormente, la solución para minimizar el impacto medioambiental dependerá de cada uno de los casos específicos.

2.6. Conclusión

En este capítulo se han presentado inicialmente todos los aspectos relevantes que componen un parque eólico *offshore*.

Se han clasificado los tipos de aerogeneradores más usados comercialmente, su disposición en los emplazamientos marinos considerando la posible redundancia en la línea de evacuación. De acuerdo con las características detalladas en este capítulo, se ha observado que los aerogeneradores basados en el generador asíncrono doblemente alimentado (GADA) presentan ventajas tales como: la mejora de la calidad de la energía, la alta eficiencia y el control de la potencia activa y reactiva, lo que lo convierte en uno de los aerogeneradores de velocidad variable más utilizado en los parques eólicos existentes. Estos aspectos serán los puntos de partida para los estudios en las áreas de control y optimización abordados en los siguientes capítulos.

También se han especificado las diferentes soluciones en los sistemas de transmisión para conectar el parque eólico *offshore* a la orilla, y se han analizado sus ventajas y desventajas comparativas. Se ha concluido que la solución HVdc-LCC es la más adecuada para parques eólicos de alta potencia y largas distancias.

Dadas las características de esta solución, en este trabajo se estudiará y analizará el sistema de transmisión HVdc-LCC.

Capítulo 3

Modelo del generador asíncrono doblemente alimentado (GADA)

Los generadores asíncronos se usaron desde comienzos del siglo pasado hasta que fueron abandonados, y casi desaparecieron en la década de los 60. Con el aumento espectacular de los precios del petróleo en la década de los 70, el generador asíncrono regresó a escena [48].

El generador asíncrono presenta características idóneas en su construcción, operación y mantenimiento, siendo una buena opción para el desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial para la energía eólica. Como se mostró en el capítulo anterior, se han implementado tecnologías utilizando convertidores electrónicos de potencia que favorecen aún más el uso de generadores asíncronos en los parques eólicos. En la tecnología de la turbina eólica tipo «B» se utiliza un generador asíncrono de rotor devanado doblemente alimentado (GADA). Aunque su eje gire a velocidad variable, el GADA puede generar una tensión de frecuencia constante cuando se alimentan los devanados del rotor con un convertidor de frecuencia. Este convertidor está compuesto por dos convertidores electrónicos c.a./c.c. reversibles conectados entre sí a través de una etapa de corriente continua. El convertidor conectado al rotor regula la amplitud, la frecuencia y la secuencia de fase de la tensión aplicada al rotor, lo que permite realizar un control vectorial de la máquina para regular el par electromagnético y el factor de potencia del generador en un amplio margen de velocidades de giro [50], [51]. De forma similar, el control vectorial del convertidor conectado en el lado de red hace que sea posible realizar un control en la tensión de la etapa de corriente continua, así como mantener un factor de potencia unitario entre este convertidor y la red [52], [53]. El estator se alimenta directamente a través de la red, y es por esto por lo que a este generador se le denomina *doblemente alimentado*, es

decir: una alimentación directamente de la red por el estator y otra alimentación por el rotor a través de los convertidores.

En este capítulo se presentan los modelos matemáticos del funcionamiento en régimen permanente y dinámico del generador asíncrono doblemente alimentado (GADA). Se muestra, igualmente, un desarrollo a partir de las ecuaciones en régimen permanente de los límites de funcionamiento del generador expresado en diagramas PQ.

3.1. Modelo matemático del GADA

En este apartado se presentan las ecuaciones que modelan el comportamiento del GADA.

En el GADA el rotor está conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia y el estator se conecta directamente a la red eléctrica. Esta topología puede generar una tensión en el estator de valor eficaz (U_s) y frecuencia angular (ω_s) constante, mientras que por el rotor la tensión (U_r) y frecuencia angular (ω_r) es variable. A la velocidad (ω_r) se la conoce como velocidad de relativa o de deslizamiento. Según el principio fundamental de las máquinas eléctricas rotativas respecto a las frecuencias angulares de los campos magnéticos entre los devanados estatóricos y rotóricos, para desarrollar un par con un valor distinto de cero [49], y considerando que el número de pares de polos (p_p) es igual en ambos devanados, se cumple:

$$\omega = \omega_s \pm \omega_r \quad (3.1)$$

Siendo ω la velocidad angular eléctrica del rotor que es definida como:

$$\omega = p_p \cdot \omega_m \quad (3.2)$$

Donde ω_m es la velocidad angular mecánica o giro del rotor.

La velocidad ω puede ser mayor o menor a ω_s . En el caso de que $\omega < \omega_s$, la velocidad ω_r es positiva en la ecuación (3.1), y se dice que el GADA funciona a velocidad subsíncrona. Por el contrario, si $\omega > \omega_s$, la velocidad ω_r es negativa en la ecuación (3.1), con lo que el GADA funcionaría a velocidad supersíncrona [48], [50], [51]. El deslizamiento s es definido como:

$$s = \frac{\omega_R}{\omega_S} = \frac{\omega_S - \omega}{\omega_S} \quad (3.3)$$

Consideramos las siguientes hipótesis o aproximaciones para el modelo matemático del GADA:

- La máquina es perfectamente simétrica.
- Existe una distribución sinusoidal a lo largo del entrehierro, así como de los campos magnéticos de los devanados estatóricos y rotóricos.
- Las ranuras del rotor y del estator no causan variaciones apreciables de la reluctancia con la posición del rotor.
- Los efectos de histéresis y saturación magnética son despreciables.

Bajo estas aproximaciones, los devanados del estator y rotor pueden representarse de forma esquemática indicando las direcciones de los campos creados en el entrehierro, tal y como se muestra en la Figura 3.1. El ángulo θ definido en la figura es el ángulo en el que la fase «a» del rotor adelanta a la fase «a» del estator en la dirección de rotación.

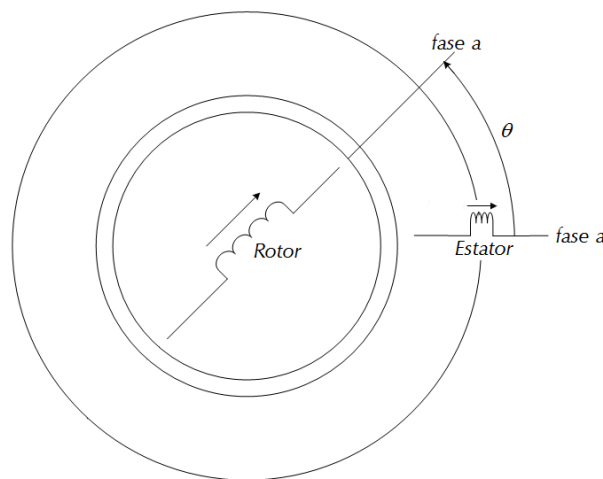


Figura 3.1. Representación esquemática de los ejes de campo del estator y rotor de la máquina.

La Figura 3.2 muestra el circuito utilizado para el análisis de la máquina asíncrona de rotor devanado [53]. El estator está formado por tres devanados, s_a , s_b y s_c , distribuidos cada 120° , mientras que el circuito del rotor tiene tres devanados, r_a , r_b y r_c , conectados entre sí. El sentido de las corrientes que se muestra se corresponde con el *convenio de signos generador*.

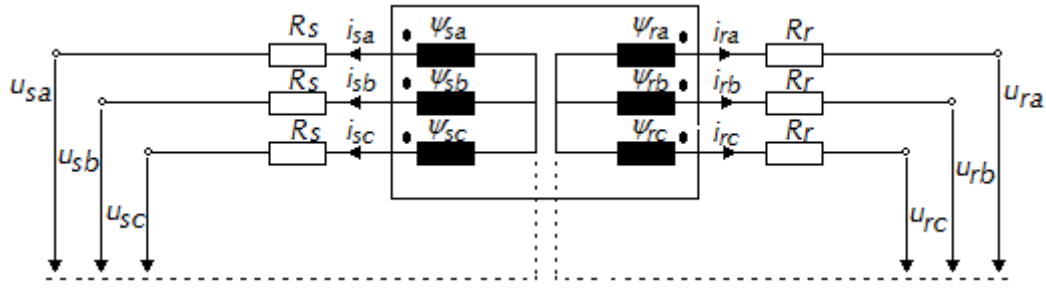


Figura 3.2. Diagrama circuital trifásico de la máquina asíncrona.

Por lo tanto, las tensiones en el estator se pueden expresar según las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} -u_{sa}(t) &= R_s i_{sa}(t) + \frac{d\psi_{sa}(t)}{dt} \\ -u_{sb}(t) &= R_s i_{sb}(t) + \frac{d\psi_{sb}(t)}{dt} \\ -u_{sc}(t) &= R_s i_{sc}(t) + \frac{d\psi_{sc}(t)}{dt} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Y para el rotor:

$$\begin{aligned} -u_{ra}(t) &= R_r i_{ra}(t) + \frac{d\psi_{ra}(t)}{dt} \\ -u_{rb}(t) &= R_r i_{rb}(t) + \frac{d\psi_{rb}(t)}{dt} \\ -u_{rc}(t) &= R_r i_{rc}(t) + \frac{d\psi_{rc}(t)}{dt} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Donde R_s y R_r son, respectivamente, las resistencias del estator y el rotor; u_{sa}, u_{sb}, u_{sc} y u_{ra}, u_{rb}, u_{rc} son las tensiones monofásicas del estator y el rotor, respectivamente, e i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} y i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} son las corrientes de línea en el estator y el rotor, respectivamente.

En estas ecuaciones ψ representa el acoplamiento magnético de las tres fases del estator y las tres fases del rotor, en el que sólo el ángulo θ influye en la inductancia mutua entre el rotor y el estator [53], [54].

El flujo ψ_{sa} del estator es definido según [54] de la siguiente forma:

$$\psi_{sa} = L_{saa} i_{sa} + M_{sab} (i_{sb} + i_{sc}) + M_{sara} \left[i_{ra} \cos \theta + i_{rb} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) + i_{rc} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (3.6)$$

Donde L_{saa} es la inductancia propia del devanado del estator, M_{sab} la inductancia mutua entre los devanados del estator y M_{sara} la inductancia mutua entre los devanados de rotor y el estator.

Como se observa en (3.6), la última parte de la igualdad en el lado derecho está en función de la posición del rotor. Para los devanados b y c del estator se obtienen expresiones similares.

Análogamente, el flujo ψ_{ra} del rotor viene dado por:

$$\psi_{ra} = L_{raa} i_{ra} + M_{rab} (i_{rb} + i_{rc}) + M_{sara} \left[i_{sa} \cos \theta + i_{sb} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) + i_{sc} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \right] \quad (3.7)$$

Las expresiones para los devanados b y c del rotor son similares.

Al considerar que las corrientes del estator y el rotor en el neutro son nulas, y definiendo L_s y L_r como sigue:

$$\begin{aligned} L_s &= L_{saa} - M_{sab} \\ L_r &= L_{raa} - M_{rab} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Entonces (3.6) y (3.7) quedan:

$$\begin{aligned} \psi_{sa} &= L_s i_{sa} + M_{sara} \left[i_{ra} \cos \theta + i_{rb} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) + i_{rc} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \right] \\ \psi_{ra} &= L_r i_{ra} + M_{sara} \left[i_{sa} \cos \theta + i_{sb} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) + i_{sc} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \right] \end{aligned} \quad (3.9)$$

No es conveniente para el modelado utilizar las ecuaciones de fase de la máquina asíncrona en función de la posición del rotor, sino expresar éstas en un sistema de referencia bifásico y giratorio con el uso de los vectores espaciales, según [55]. Este concepto parte del hecho de que la fuerza magnetomotriz (f.m.m) en una máquina eléctrica es representada por una onda sinusoidal de distribución espacial.

$$F(\theta) = F_m \cos(\theta) \quad (3.10)$$

Esta onda queda definida completamente si se conoce su amplitud y distribución espacial del máximo positivo de la onda, es decir, la posición que ocupa en todo momento

ese máximo. Por lo tanto, basta con dibujar un segmento orientado apuntando hacia la región del espacio donde la onda presenta su máximo positivo y cuyo módulo sea igual a la amplitud de la onda, lo que se conoce como *vector espacial*. Este concepto es extendido a las demás variables de la máquina, como lo son las intensidades y las tensiones, entre otras. El concepto de vector espacial para una variable genérica \bar{x} se puede expresar como:

$$\bar{x} = \frac{2K}{3} (x_a + x_b e^{j(\frac{2\pi}{3})} + x_c e^{-j(\frac{2\pi}{3})}) \quad (3.11)$$

Donde K es la constante de proporcionalidad, y tendrá los siguientes valores: $(1, \frac{1}{\sqrt{2}}, \sqrt{3}/2)$ dependiendo de la escala seleccionada de las variables según los valores picos, los valores eficaces y los valores de potencia invariante, respectivamente [56]. La escala seleccionada en esta Tesis será $K=1$.

Los vectores espaciales pueden representarse en diferentes sistemas de referencia: rotor R , estator S y síncrono T [55], [56].

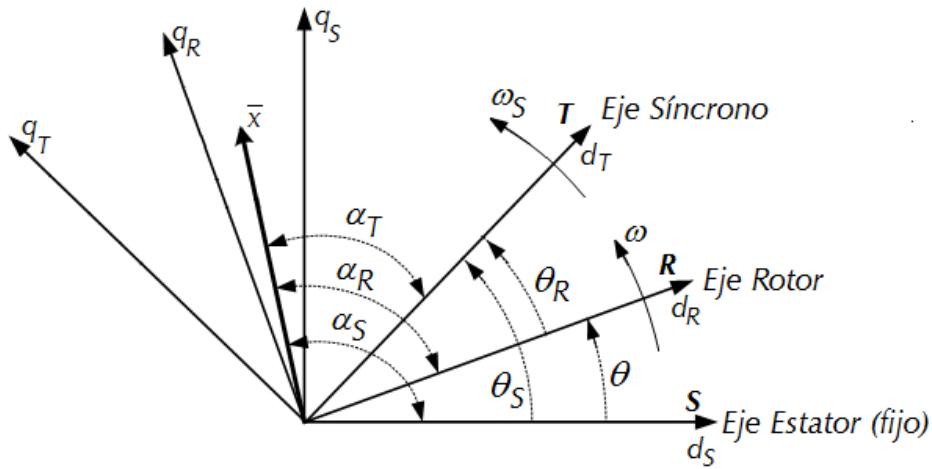


Figura 3.3. Vector espacial referido a diferentes marcos de referencias.

En la Figura 3.3 se muestra el vector espacial genérico \bar{x} que puede expresarse en cualquiera de los ejes de referencia antes mencionados con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \bar{x}^S &= \bar{x} \cdot e^{j\alpha_S} \\ \bar{x}^R &= \bar{x} \cdot e^{j\alpha_R} \\ \bar{x}^T &= \bar{x} \cdot e^{j\alpha_T} \end{aligned} \quad (3.12)$$

Las expresiones de cambio de referencia para cualquier vector son:

$$\overline{x^T} = \overline{x^S} \cdot e^{-j\theta_s} \text{ cambio de } \mathbf{S} \text{ hacia } \mathbf{T} \quad (3.13)$$

$$\overline{x^S} = \overline{x^R} \cdot e^{-j\theta} \text{ cambio de } \mathbf{R} \text{ hacia } \mathbf{S} \quad (3.14)$$

$$\overline{x^T} = \overline{x^R} \cdot e^{-j\theta_R} \text{ cambio de } \mathbf{R} \text{ hacia } \mathbf{T} \quad (3.15)$$

Siendo θ_s la posición del eje d_T del marco de referencia síncrono, θ la posición del eje d_R del marco de referencia del rotor y θ_R la diferencia entre los sistemas síncronos (ver Figura 3.3), siendo $\omega_s = d\theta_s/dt$ y $\omega = d\theta/dt$.

Con las ecuaciones (3.13) y (3.14) es posible llevar las ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.9) a un modelo donde los parámetros de la inductancia son independientes de la posición del rotor. Los vectores espaciales encontrados están referidos al estator, al igual que los parámetros.

La notación empleada para los subíndices indicarán si las variables se refieren al estator o al rotor (s : estator y r : rotor), y los superíndices indicarán el giro del marco de referencia utilizado (S : estacionario, R : solidario al rotor y T : síncrono).

Para un modelado de las ecuaciones de la máquina donde el marco de referencia es la estacionaria (S), se tiene:

$$\begin{aligned} -\overline{u}_s^s &= R_s \dot{\overline{i}}_s^s + \frac{d\overline{\Psi}_s^s}{dt} \\ -\overline{u}_r^s &= R_r \dot{\overline{i}}_r^s + \frac{d\overline{\Psi}_r^s}{dt} - j\omega \overline{\Psi}_r^s \\ \overline{\Psi}_s^s &= (L_{sl} + L_m) \dot{\overline{i}}_s^s + L_m \dot{\overline{i}}_r^s \\ \overline{\Psi}_r^s &= (L_{rl} + L_m) \dot{\overline{i}}_r^s + L_m \dot{\overline{i}}_s^s \end{aligned} \quad (3.16)$$

Donde $L_m = \frac{3}{2} M_{sara}$ es la inductancia de magnetización; L_{sl} la inductancia de dispersión en el estator y L_{rl} la inductancia de dispersión en el rotor.

La ecuación (3.8) según [41] se puede definir como:

$$\begin{aligned} L_s &= L_{sl} + L_m \\ L_r &= L_{rl} + L_m \end{aligned} \quad (3.17)$$

Para un modelado de las ecuaciones de la máquina donde el marco de referencia es solidario al rotor (\mathbf{R}), se tiene:

$$\begin{aligned}
 -\mathbf{u}_s^{\mathbf{R}} &= R_s \dot{\mathbf{i}}_s^{\mathbf{R}} + \frac{d\bar{\Psi}_s^{\mathbf{R}}}{dt} + j\omega \bar{\Psi}_r^{\mathbf{R}} \\
 -\mathbf{u}_r^{\mathbf{R}} &= R_r \dot{\mathbf{i}}_r^{\mathbf{R}} + \frac{d\bar{\Psi}_r^{\mathbf{R}}}{dt} \\
 \bar{\Psi}_s^{\mathbf{R}} &= L_s \dot{\mathbf{i}}_s^{\mathbf{R}} + L_m \dot{\mathbf{i}}_r^{\mathbf{R}} \\
 \bar{\Psi}_r^{\mathbf{R}} &= L_r \dot{\mathbf{i}}_r^{\mathbf{R}} + L_m \dot{\mathbf{i}}_s^{\mathbf{R}}
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Para un modelado de las ecuaciones de la máquina donde el marco de referencia es el síncrono (\mathbf{T}), se tiene:

$$\begin{aligned}
 -\mathbf{u}_s^{\mathbf{T}} &= R_s \dot{\mathbf{i}}_s^{\mathbf{T}} + \frac{d\bar{\Psi}_s^{\mathbf{T}}}{dt} + j\omega_s \bar{\Psi}_s^{\mathbf{T}} \\
 -\mathbf{u}_r^{\mathbf{T}} &= R_r \dot{\mathbf{i}}_r^{\mathbf{T}} + \frac{d\bar{\Psi}_r^{\mathbf{T}}}{dt} - j\omega_s \bar{\Psi}_r^{\mathbf{T}} \\
 \bar{\Psi}_s^{\mathbf{T}} &= L_s \dot{\mathbf{i}}_s^{\mathbf{T}} + L_m \dot{\mathbf{i}}_r^{\mathbf{T}} \\
 \bar{\Psi}_r^{\mathbf{T}} &= L_r \dot{\mathbf{i}}_r^{\mathbf{T}} + L_m \dot{\mathbf{i}}_s^{\mathbf{T}}
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

Una vez definido en qué marco de referencia se modela la máquina, el par electromagnético es calculado indistintamente utilizando las siguientes expresiones [53], [57]:

$$T_e = -\frac{3}{2} p_p \operatorname{Im}(\dot{\mathbf{i}}_s \cdot \bar{\Psi}_s^*) \tag{3.20}$$

$$T_e = -\frac{3}{2} p_p \frac{L_m}{L_r} \operatorname{Im}(\dot{\mathbf{i}}_s \cdot \bar{\Psi}_r^*) \tag{3.21}$$

$$T_e = -\frac{3}{2} p_p \bar{L}_m (\dot{\mathbf{i}}_s \cdot \dot{\mathbf{i}}_r^*) \tag{3.22}$$

Donde p_p es el número de par de polos de la máquina eléctrica.

Para definir la ecuación simplificada del movimiento de la máquina [54], se tiene:

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} = J \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (3.23)$$

Donde J es el momento de inercia de la máquina y T_m el par mecánico aplicado al eje de la máquina.

3.2. Modelo en régimen estacionario del GADA

Para el modelado del GADA en régimen estacionario se asume que la máquina está conectada a una fuente trifásica equilibrada. La variable s es el deslizamiento. Si partimos del modelo dinámico definido en la ecuación (3.19) y se anula la derivada se obtienen las ecuaciones fasoriales (3.24) y (3.25):

$$-U_s = R_s \tilde{I}_s + j\omega_s L_{sl} \tilde{I}_s + j\omega_s L_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \quad (3.24)$$

$$-\frac{U_r}{s} = \frac{R_r}{s} \tilde{I}_r + j\omega_s L_{rl} \tilde{I}_r + j\omega_s L_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \quad (3.25)$$

Estas ecuaciones se pueden representar por un circuito eléctrico equivalente por fase, tal y como se muestra en la Figura 3.4.:

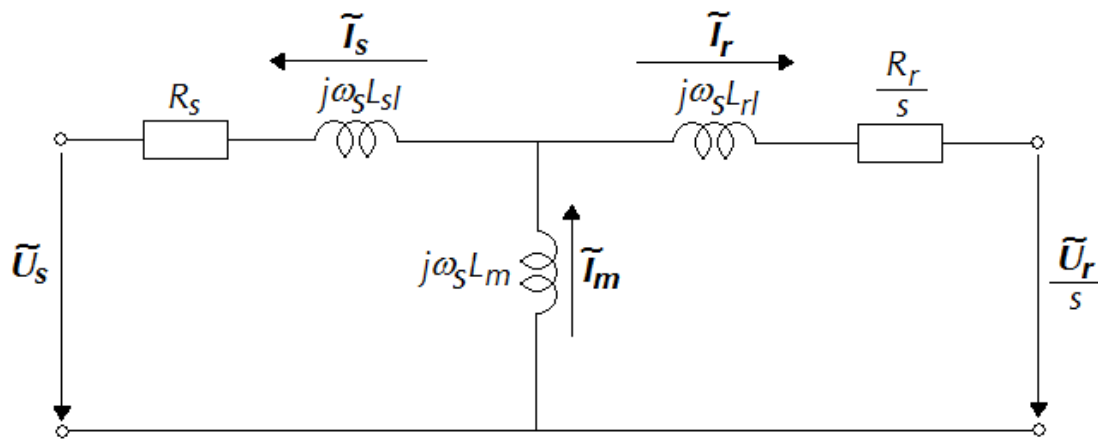


Figura 3.4. Circuito eléctrico equivalente del GADA.

Para representar todo el comportamiento en régimen estacionario del GADA se definen, además de las ecuaciones (3.24) y (3.25), los enlaces de flujo del estator, del rotor y la magnetización.

$$\begin{aligned}
 \Psi_s &= L_s \tilde{I}_s + L_m \tilde{I}_r \\
 \Psi_r &= L_r \tilde{I}_r + L_m \tilde{I}_s \\
 \Psi_m &= L_m \tilde{I}_m
 \end{aligned}
 \tag{3.26}$$

Donde $\tilde{I}_m = \tilde{I}_s + \tilde{I}_r$

La magnetización de esta máquina se realiza tanto por el estator como en el rotor, y dependerá del factor de potencia. Como se observa en la Figura 3.5(a), cuando el factor de potencia del GADA es unitario la aportación de la corriente rotórica para la magnetización es mayor, debido a que $\Psi_r > \Psi_s$. Si el factor de potencia está en adelanto, como se muestra en la Figura 3.5 (b), la aportación de la corriente en el estator para la magnetización es mayor, debido a que $\Psi_r < \Psi_s$.

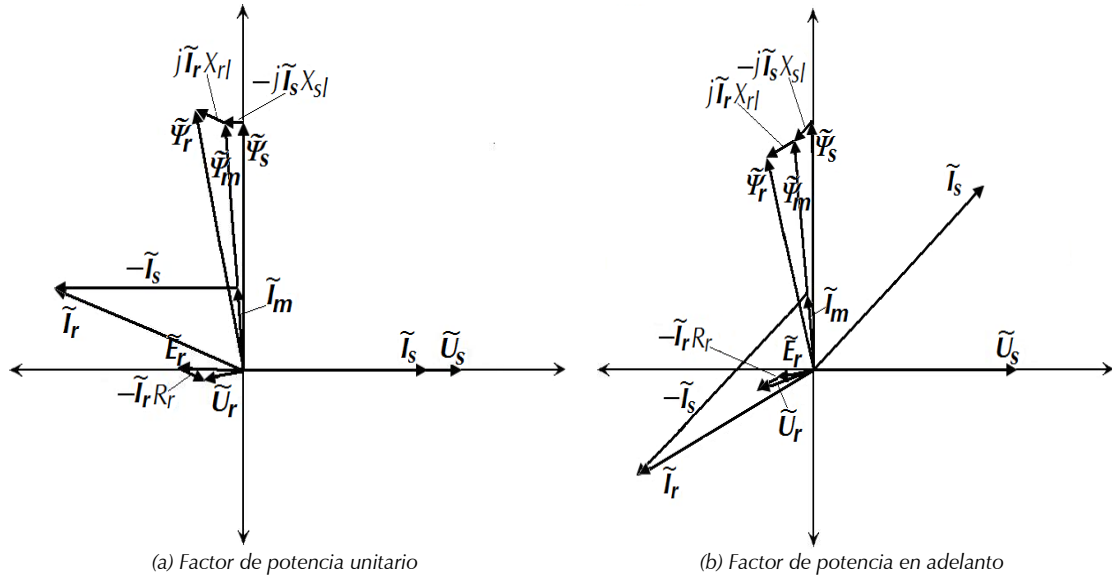


Figura 3.5. Diagrama fasorial del GADA.

Balance de Potencia en el GADA

El balance de potencia activa en el GADA se muestra en la Figura 3.6. Como se observa en esta figura, la máquina trabaja como un generador entregando potencia por el estator P_s y por los devanados del rotor P_r .

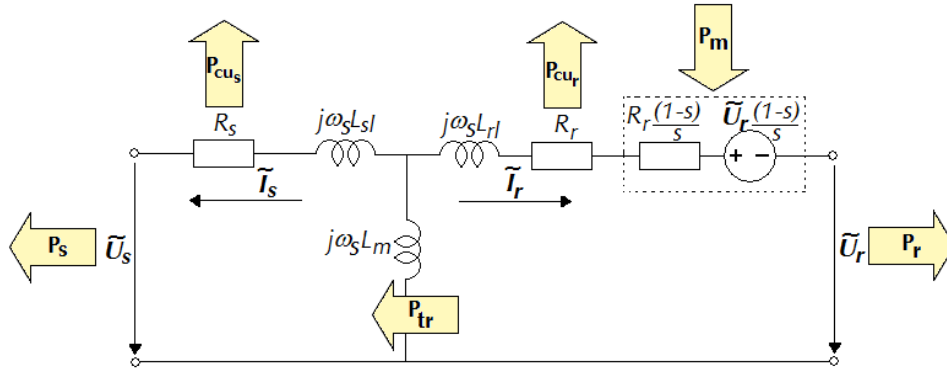


Figura 3.6. Balance de energía de un generador asíncrono doblemente alimentado.

Esta figura es igual a la Figura 3.4, sólo que ahora $\frac{U_r}{s}$ se ha descompuesto en dos términos, uno independiente y otro que dependerá del deslizamiento. Con la resistencia $\frac{R_r}{s}$ sucede lo mismo. En este caso, una resistencia representará las pérdidas del devanado del rotor, y la otra, denominada *resistencia de carga* $R_r \frac{(1-s)}{s}$, que representa, junto a la componente de la tensión del rotor $U_r \frac{(1-s)}{s}$, la carga mecánica entrante por el eje del sistema.

La potencia mecánica P_m entrante por el eje del sistema y las pérdidas en cada uno de los devanados de la máquina serán iguales a:

$$P_m = -3I_r^2 R_r \frac{(1-s)}{s} - 3 \operatorname{Re} \left[U_r \tilde{I}_r^* \right] \frac{(1-s)}{s} \quad (3.27)$$

$$P_{\text{perd}} = P_{cu_s} + P_{cu_r} = 3R_s I_s^2 + 3R_r I_r^2 \quad (3.28)$$

Si se considera a P_{tr} como la potencia que llega al estator a través del entrehierro, denominada *potencia del entrehierro*, es igual a:

$$P_{tr} = P_m - P_r - P_{cu_r} \quad (3.29)$$

Sustituyendo (3.27) en (3.29) se obtiene:

$$P_{tr} = -\frac{P_r}{s} - \frac{P_{cu_r}}{s} \Rightarrow -sP_{tr} = P_r + P_{cu_r} \quad (3.30)$$

Por lo tanto, podemos hallar la siguiente igualdad:

$$P_m = P_{tr} (1-s) \Rightarrow P_{tr} = \frac{P_m}{(1-s)} = \frac{T_e \omega_m}{1-s} \quad (3.31)$$

Esta igualdad muestra que la potencia del entrehierro es directamente proporcional al par mecánico entrante al eje del sistema.

La potencia entregada por el estator es igual a la potencia en el entrehierro menos las pérdidas en el devanado del estator:

$$P_s = P_{tr} - P_{cu_s} \Rightarrow P_s = \frac{P_m}{(1-s)} - P_{cu_s} \quad (3.32)$$

De igual manera, la potencia que sale del rotor es igual a:

$$P_r = -sP_{tr} - P_{cu_r} \Rightarrow P_r = -s \frac{P_m}{(1-s)} - P_{cu_r} \quad (3.33)$$

Si despreciamos las pérdidas, tanto del rotor como del estator, podemos conseguir las siguientes aproximaciones que relacionan la potencia mecánica, la potencia del rotor y la potencia del estator:

$$\begin{aligned} P_s &\approx \frac{P_m}{(1-s)} \\ P_r &\approx -sP_s \end{aligned} \quad (3.34)$$

La ecuación (3.34) señala que la potencia entregada o absorbida por el rotor es una fracción de la potencia nominal del estator, reduciendo de esta manera los valores nominales del convertidor electrónico conectado al rotor [51]. Dependiendo de la velocidad rotacional del GADA, la potencia puede ser entregada a la red eléctrica a través del estator, y también entregada o absorbida por el rotor (ver Figura 3.7.).

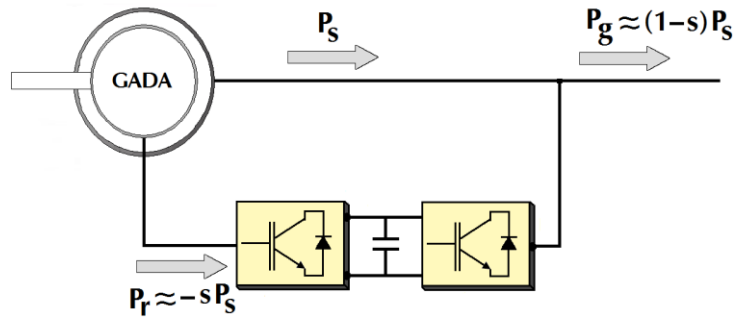


Figura 3.7. Potencia eléctrica entregada por el generador asíncrono doblemente alimentado (GADA).

Si la velocidad de rotación es subsíncrona o, lo que es lo mismo, si el deslizamiento es positivo, la máquina entrega potencia por el estator y absorbe por el rotor. Por otro lado, si la velocidad de rotación es supersíncrona, en este caso el deslizamiento es negativo y la máquina cede potencia por el estator y por el rotor. En la Figura 3.8 se muestran las variaciones de potencia en esta máquina a medida que cambia el deslizamiento entre -0.2 p.u. hasta 0.2 p.u. Despreciando las pérdidas, y considerando que la potencia mecánica P_m entrante se mantiene constante (1 p.u.), se cumple: la potencia entregada a la red $P_g \approx (1-s)P_s$ y la potencia del rotor $P_r \approx -sP_s$ varían con el deslizamiento, donde P_s es la potencia del estator y la potencia generada total P_g es igual a la potencia mecánica.

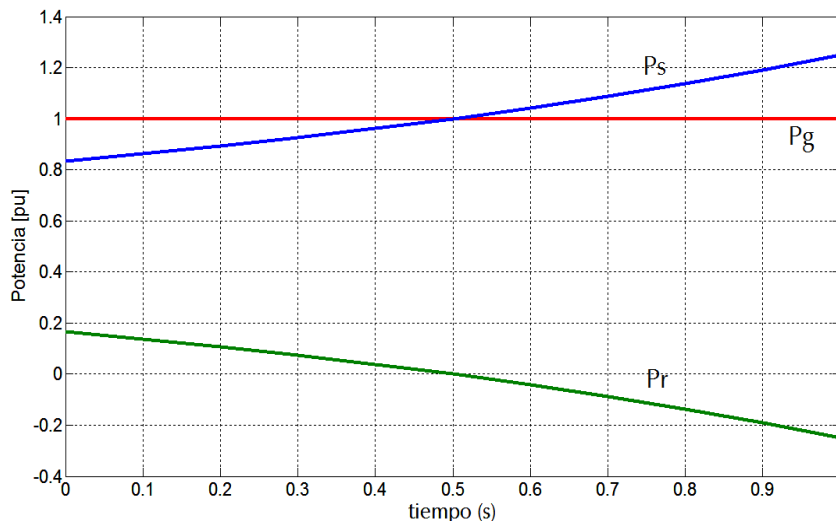


Figura 3.8. Características de las potencias del GADA antes variaciones del deslizamiento.

La potencia reactiva entregada por el GADA no es la suma de la potencia del estator y del rotor, como ocurre en el caso de la potencia activa. La potencia reactiva no puede fluir por el convertidor de frecuencia conectado al rotor debido al enlace en continua. Por lo tanto, la potencia reactiva total entregada a la red es la suma de la potencia reactiva del estator y la potencia reactiva en el convertidor conectado a la red. Este convertidor

funciona normalmente a factor de potencia unitario, y la potencia reactiva total Q_g es igual a la potencia reactiva del estator.

$$Q_g = Q_s = 3 \operatorname{Im} \left[\mathbf{U}_s \tilde{\mathbf{I}}_s^* \right] \quad (3.35)$$

Por último, la ecuación del par electromecánico puede ser encontrada en régimen permanente como:

$$P_{tr} = \frac{P_m}{(1-s)} = \frac{T_e \omega_m}{1-s} \quad (3.37)$$

Partiendo de (3.2), la ecuación (3.37) se transforma:

$$P_{tr} = \frac{T_e \omega}{1-s} = \frac{T_e \omega_s}{p_p} \quad (3.38)$$

Al despejar T_e de la ecuación (3.38), y considerando la potencia mecánica entrante al sistema, se obtiene:

$$T_e = P_m \frac{p_p}{(1-s)\omega_s} \Rightarrow T_e = -3I_r^2 R_r \frac{p_p}{s\omega_s} - 3R_e \left[\mathbf{U}_r \tilde{\mathbf{I}}_r^* \right] \frac{p_p}{s\omega_s} \quad (3.39)$$

Donde p es el número de pares de polos.

3.3. Límite de capacidad de potencia del GADA

La operación del GADA puede ser caracterizada por tres variables: potencia activa suministrada a la red, potencia reactiva absorbida o suministrada a la red y la tensión del estator. La tensión del estator está normalmente determinada por la tensión de la red, y se asume constante a un valor de 1 p.u. Por lo tanto, la capacidad de potencia del GADA está limitada por los siguientes parámetros: máxima corriente del estator y máxima corriente del rotor. Si consideramos la estabilidad en régimen estacionario de la máquina, aparece otro límite en el funcionamiento del generador.

Para encontrar estos límites se partirá de las ecuaciones (3.24) y (3.25), en las que se desprecian las pérdidas en la resistencia del estator y se expresan éstas en por unidad (p.u):

$$-\mathbf{U}_s = j(X_s \tilde{\mathbf{I}}_s + X_m \tilde{\mathbf{I}}_r) \quad (p.u) \quad (3.40)$$

$$-\mathbf{U}_r = R_r \tilde{\mathbf{I}}_r + js(X_r \tilde{\mathbf{I}}_r + X_m \tilde{\mathbf{I}}_s) \quad (p.u) \quad (3.41)$$

Donde $X_s = j\omega_s(L_{sl} + L_m)$; $X_r = j\omega_s(L_{rl} + L_m)$ y $X_m = j\omega_s L_m$.

3.3.1. Límite de la corriente del estator

La corriente del estator produce unas pérdidas en el cobre por efecto Joule. La energía asociada a estas pérdidas debe ser removida para limitar el calentamiento en los conductores del estator. De esta forma, el límite de la corriente del estator toma en cuenta la máxima corriente que puede ser llevada por los conductores del estator sin exceder el límite térmico.

El límite de la corriente del estator se calcula a partir de la potencia activa y reactiva del estator en términos de la tensión del estator y la corriente del estator. Entonces:

$$P_s + jQ_s = \mathbf{U}_s \tilde{\mathbf{I}}_s^* \quad (p.u) \quad (3.42)$$

Al separar en parte real e imaginaria se obtiene:

$$\begin{aligned} P_s &= U_s I_s \cos \phi \\ Q_s &= U_s I_s \sin \phi \end{aligned} \quad (p.u) \quad (3.43)$$

Donde ϕ es el ángulo entre \mathbf{U}_s y $\tilde{\mathbf{I}}_s$.

El lugar geométrico de la máxima corriente del estator es una circunferencia representada en el plano PQ en términos de la tensión del estator y la corriente del estator, tal y como se señala en la ecuación (3.44).

$$P_s^2 + Q_s^2 = (\mathbf{U}_s \tilde{\mathbf{I}}_s)^2 \quad (p.u) \quad (3.44)$$

Esta ecuación se obtiene de la suma cuadrática de la potencia activa y reactiva del estator representada en la ecuación (3.43). En la Figura 3.9 se muestra el límite de la corriente del estator con $I_s = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

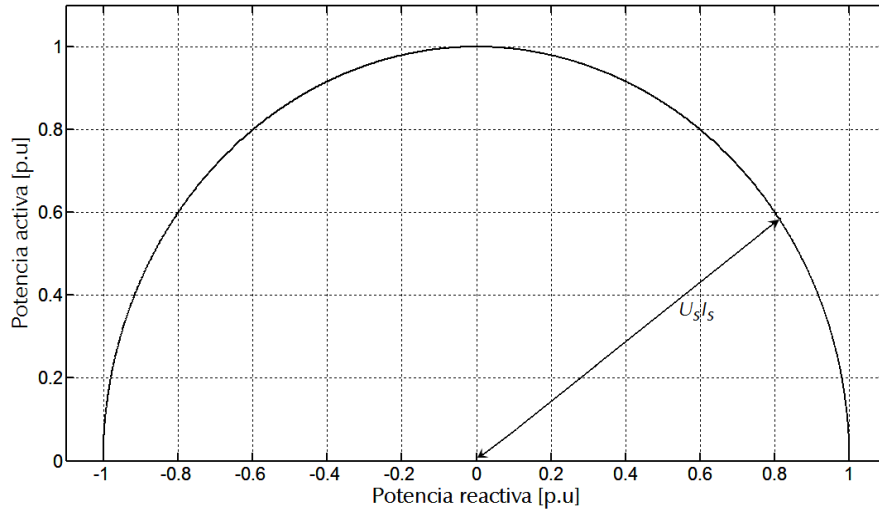


Figura 3.9. Límite de la corriente del estator con $I_s = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

Para considerar la potencia total que entrega el GADA hay que adicionar la potencia del rotor. Utilizando la ecuación (3.34), la potencia del rotor se define:

$$P_r = \text{Re}(\mathbf{U}_r \tilde{\mathbf{I}}_r^*) \approx -sP_s \quad (\text{p.u}) \quad (3.45)$$

Entonces, la potencia total que entrega el GADA, tomando un factor de potencia unitario en el convertidor conectado a la red, es:

$$\begin{aligned} P_g &= P_s + P_r = (1-s)U_s I_s \cos \phi \\ Q_g &= Q_s = U_s I_s \sin \phi \end{aligned} \quad (\text{p.u}) \quad (3.46)$$

La Figura 3.10 muestra la curva total de la máxima corriente del estator considerando la ecuación (3.46) para diferentes valores de deslizamiento con $I_s = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

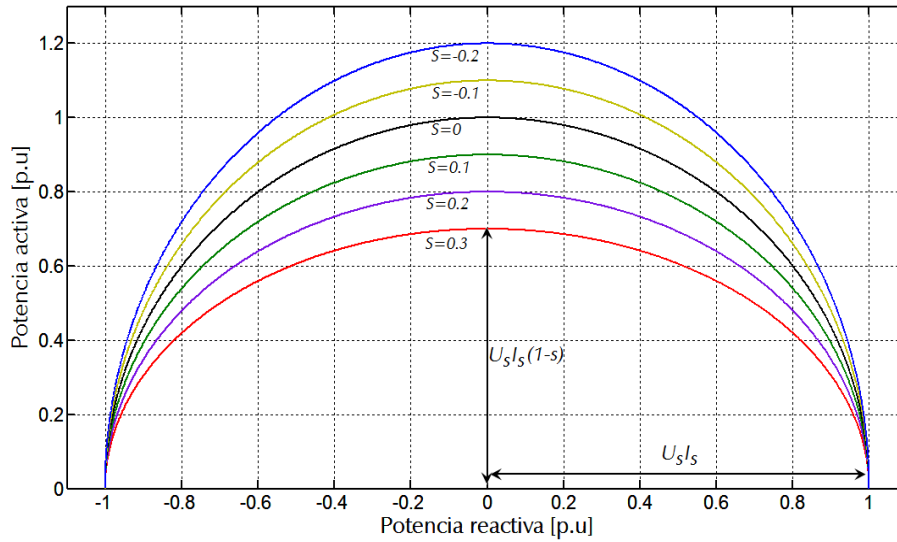


Figura 3.10. Límite de la corriente del estator del GADA para diferentes valores del deslizamiento con $I_s = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

3.3.2. Límite de la corriente del rotor

Como en el límite anterior, el límite de la corriente del rotor también considera el efecto térmico máximo de los conductores debido a las pérdidas por efecto Joule. De esta forma se establece el valor nominal de la corriente en los devanados del rotor como máximo valor posible del límite de la corriente del rotor. Además, se considera que el valor nominal de la corriente del convertidor conectado al rotor debe ser igual a este límite.

El límite de la corriente del rotor se calcula a partir de la potencia activa y reactiva en términos de la tensión del estator y la corriente del rotor. De la ecuación (3.40) se despeja \tilde{I}_s , y se sustituye en la ecuación (3.43), con lo que se obtiene:

$$\begin{aligned} P_s &= -\frac{X_m}{X_s} U_s I_r \cos \varphi \\ Q_s &= \frac{X_m}{X_s} U_s I_r \sin \varphi - \frac{U_s^2}{X_s} \end{aligned} \quad (p.u) \quad (3.47)$$

Donde φ es el ángulo entre U_s y \tilde{I}_r .

De (3.47) se obtiene la ecuación que representa el lugar geométrico del límite de la corriente máxima del rotor en el plano PQ.

$$P_s^2 + (Q_s + Q_0)^2 = \left(\frac{X_m}{X_s} U_s I_r\right)^2 \quad (p.u) \quad (3.48)$$

Donde $Q_0 = \frac{U_s^2}{X_s}$ es la potencia reactiva de magnetización del GADA.

En la Figura 3.11 se muestra el límite de la corriente del rotor obtenida con la ecuación (3.48) considerando que $I_r = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u se mantiene constante. En esta figura se observa una circunferencia centrada en $[-Q_0, 0]$ y con un radio igual a $\frac{X_m}{X_s} U_s I_r$. El desplazamiento de la circunferencia con respecto al eje de potencia reactiva muestra la potencia reactiva magnetizante del GADA (Q_0), y puede variar con los cambios en la magnitud de la tensión del estator.

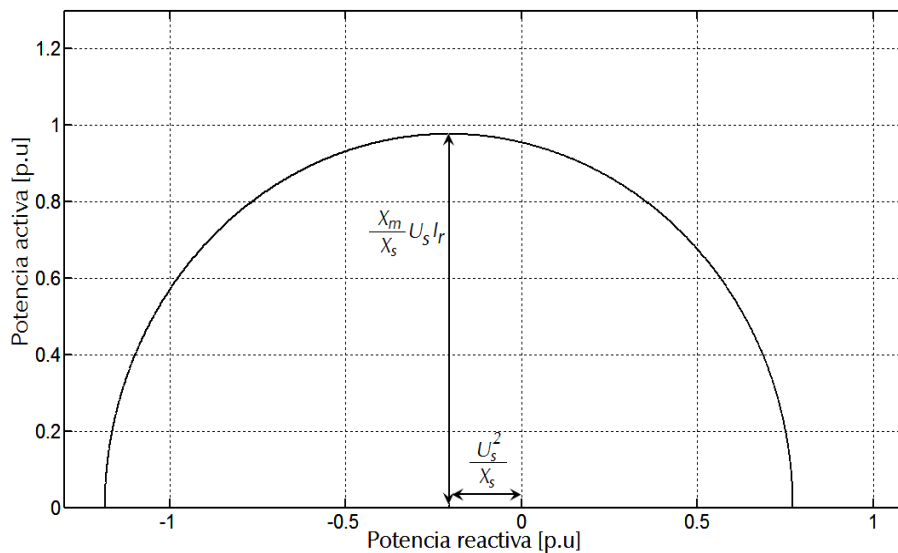


Figura 3.11. Límite de la corriente del rotor con $I_r = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

Se observa que la Fig. 3.11 muestra una similitud con el lugar geométrico del límite de la corriente de campo de un generador síncrono, tal y como se señala en [54]. Si definimos que la fuerza electromotriz interna en el GADA viene dada por la siguiente expresión:

$$E = -jX_m \tilde{I}_r \quad (p.u) \quad (3.49)$$

Al sustituir (3.49) en (3.40) se obtiene:

$$U_s = -jX_s \tilde{I}_s + E \quad (p.u) \quad (3.50)$$

La ecuación (3.50) es idéntica a la ecuación que representa el circuito equivalente del generador síncrono [54]. La representación fasorial (ver Figura 3.12) muestra que la f.e.m. interna y la tensión del estator están desfasados por un ángulo δ . Este ángulo normalmente se conoce como *ángulo de par* o *ángulo de carga*.

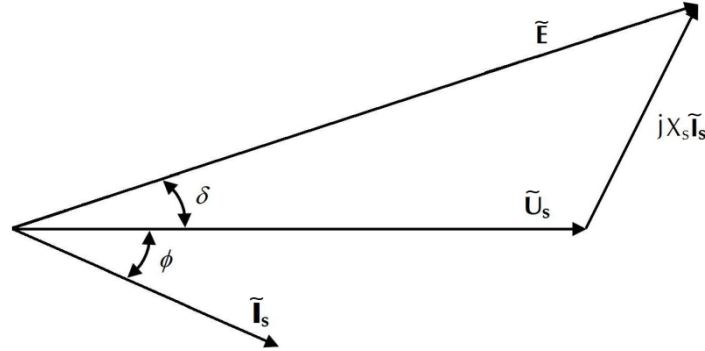


Figura 3.12. Diagrama fasorial en el estator.

De (3.50) se tiene la corriente \tilde{I}_s , y utilizando la ecuación (3.41) y (3.49) se obtiene la potencia activa y reactiva en el estator.

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{X_m}{X_s} U_s I_r \sin \delta = -\frac{1}{X_s} E U_s \sin \delta \\ Q_s &= \frac{X_m}{X_s} U_s I_r \cos \delta - \frac{U_s^2}{X_s} = -\frac{U_s}{X_s} (E \cos \delta - U_s) \end{aligned} \quad (p.u) \quad (3.51)$$

Al buscar el lugar geométrico de la máxima corriente del rotor utilizando (3.51) se encuentra la misma expresión de la ecuación (3.48), análoga a la expresión mostrada en [54].

Para considerar la potencia total que entrega el GADA hay que sumar la potencia del rotor. Utilizando la ecuación (3.45), la potencia total que entrega el GADA viene definida por:

$$\begin{aligned} P_g &= P_s + P_r = -(1-s) \frac{X_m}{X_s} U_s I_r \sin \delta \\ Q_g &= Q_s = \frac{X_m}{X_s} U_s I_r \cos \delta - \frac{U_s^2}{X_s} \end{aligned} \quad (p.u) \quad (3.52)$$

En la Figura 3.13 se muestran los diferentes lugares geométricos de la ecuación (3.52) para diferentes valores de deslizamiento con $I_r = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

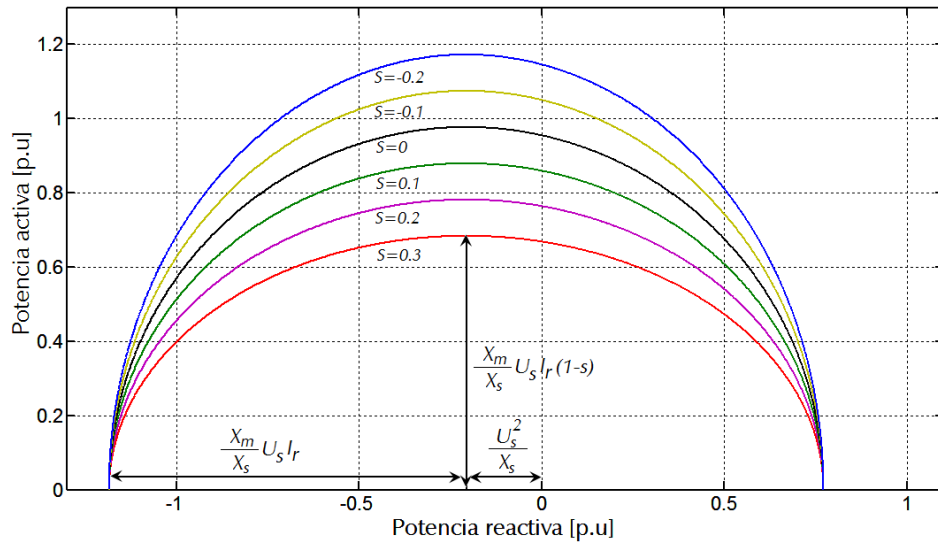


Figura 3.13. Límite de la corriente del rotor del GADA para diferentes valores del deslizamiento con $I_r = 1$ p.u y $U_s = 1$ p.u constante.

3.3.3. Límite de la estabilidad en régimen estacionario

En los apartados anteriores se mostró que el GADA tiene un lugar geométrico del límite de la corriente del rotor igual al lugar geométrico del límite de la corriente de campo de un generador síncrono convencional. La ecuación (3.51) muestra que, con corriente del rotor y tensión del estator constante, la potencia es proporcional al seno del ángulo de carga δ , expresión semejante a la potencia entregada por un generador síncrono [54]. Cuando $0^\circ < \delta < 90^\circ$, la potencia activa se incrementa con el ángulo de carga, con lo que se obtienen puntos de operación estable. En esta situación un incremento del par de la turbina producirá un incremento del ángulo de carga y, por lo tanto, un incremento del par del generador. Cuando $90^\circ < \delta < 180^\circ$, la potencia activa producida decrece con el ángulo de carga, lo que da lugar a puntos de operación inestable. En este caso, un incremento en el par de la turbina producirá un incremento en el ángulo de carga y, en consecuencia, una reducción en el par del generador. Como era de esperar, el límite de estabilidad en régimen estacionario restringe el punto de máxima generación de potencia en $\delta = 90^\circ$, esto es, cuando la tensión del estator y la fem interna son ortogonales.

En el plano PQ, el límite de estabilidad en régimen estacionario viene definido por una línea vertical que pasa por la coordenada $[U_s^2/X_s, 0]$. Obsérvese que U_s^2/X_s es aproximadamente la potencia reactiva de magnetización, lo que significa que el generador se vuelve inestable si la absorción de potencia es mayor que la potencia de magnetización.

3.3.4. Límite de capacidad total de potencia del GADA

Para encontrar los límites de capacidad total del GADA se busca el valor absoluto mínimo de los valores de límites de la corriente del estator, del rotor y de la estabilidad. La Fig. 3.14 muestra los límites de capacidad del GADA utilizando las ecuaciones (3.44) y (3.48) considerando el límite de estabilidad. Se ha considerado que la tensión del estator, así como la corriente del estator y del rotor, se mantienen constantes en 1 p.u cada uno.

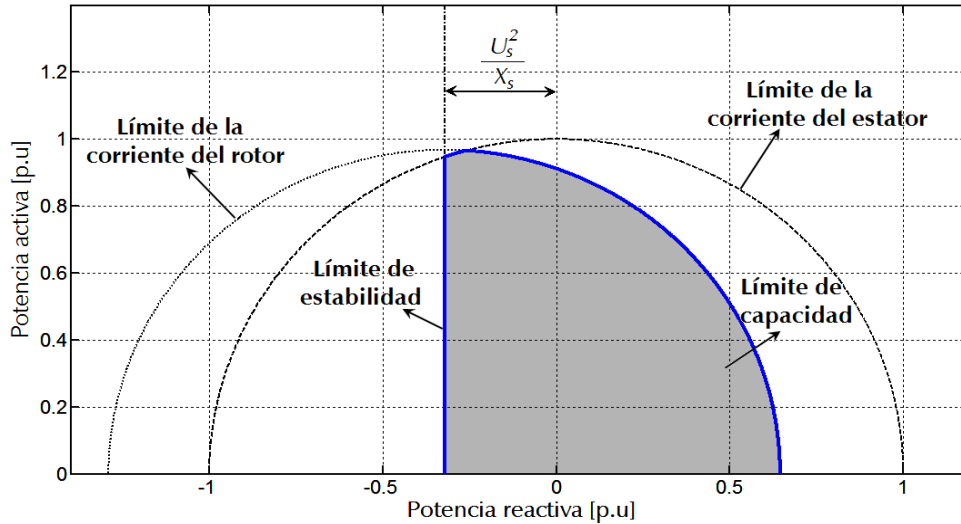


Figura 3.14. Límite de capacidad de potencia del GADA con $U_s = I_s = I_r = 1$ p.u constante.

En esta figura puede observarse que el área sombreada es el límite de capacidad de potencia del GADA sin considerar la potencia por el rotor. Nótese que el punto de intersección entre el límite de la corriente del estator y de la corriente del rotor es el factor de potencia de la máquina.

Del mismo modo como se hizo en los apartados anteriores, el límite de capacidad total de potencia del GADA toma en cuenta la potencia por el rotor. Utilizando las ecuaciones (3.46) y (3.52) para un deslizamiento dado y el límite de estabilidad, y considerando que $U_s = I_s = I_r = 1$ p.u., se obtiene el lugar geométrico de la capacidad total, tal y como se muestra en la Figura 3.15.

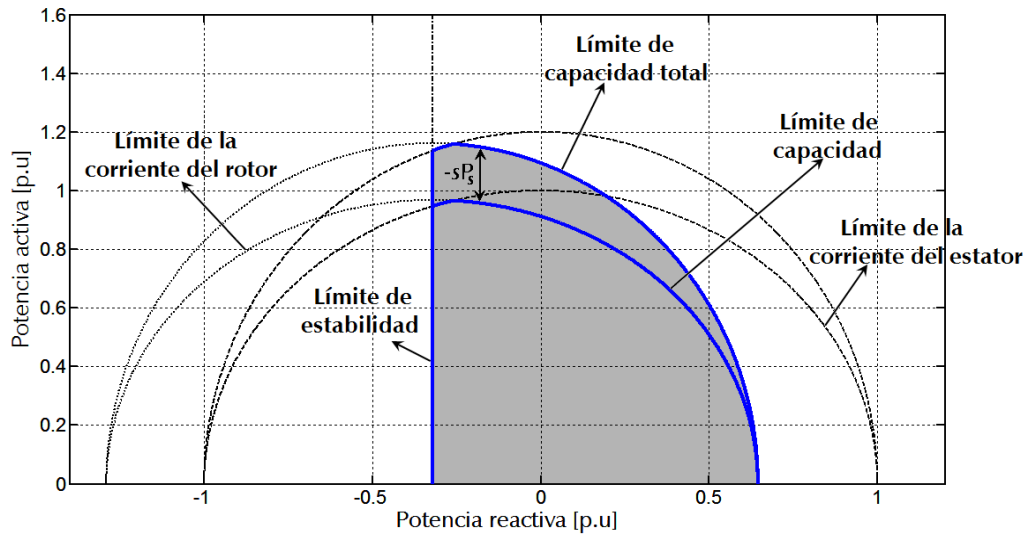


Figura 3.15. Límite de capacidad total de potencia del GADA con $\bar{U}_s = \bar{I}_s = \bar{I}_r = 1$ p.u constante.

El área sombreada en la Fig. 3.15 es la capacidad total de potencia del GADA. También se señala en la gráfica el límite de capacidad de potencia de la máquina sin considerar la potencia del rotor.

3.4. Conclusión

En este capítulo se han mostrado las ecuaciones dinámicas y estáticas del GADA y se han enfatizado los límites de capacidad de la máquina teniendo en cuenta los límites máximos de corriente de estator, del rotor y la estabilidad en régimen permanente. Estos límites serán necesarios para considerar las restricciones de operación del GADA cuando se conecte al sistema de transmisión HVdc-LCC que conformará el parque eólico *offshore* que será analizado en los próximos capítulos.

Capítulo 4

Modelo del HVdc basado en un convertidor conmutado por red (LCC)

En este capítulo se describe el sistema HVdc basado en un convertidor conmutado por red (LCC). El primer enlace comercial HVdc con convertidores con válvulas de arco de mercurio fue implementado en 1954, y fue localizado entre la isla de Gotland y las costas suecas [59]. Este enlace tuvo una longitud de 96km con 20MW de potencia nominal y un cable submarino de 100kV [60]. Las válvulas de mercurio fueron reemplazadas por válvulas semiconductoras llamadas tiristores en los años 60. Estas válvulas se componen de cientos de tiristores conectados en serie o en paralelo para alcanzar la tensión de funcionamiento de la red a la que se encuentra conectado el sistema, lo que implica el montaje en torres modulares normalmente suspendidas [61], [62]. Las válvulas de tiristores han llegado a ser el equipo necesario para las estaciones c.c. existentes hoy en día. Desarrollos recientes en equipos de conversión han reducido su tamaño y coste, mejorando además su fiabilidad. Estas son las principales aplicaciones para las que se utiliza la transmisión HVdc:

- El sistema de transmisión en c.a. es impráctico para cables submarinos de gran longitud superiores a 50km debido a la alta capacidad del cable, por lo que requiere estaciones intermedias de compensación de potencia reactiva.
- El sistema de transmisión HVdc es una alternativa competitiva para transmitir grandes cantidades de potencia c.a. en largas distancias entre 600 y 1000km cuando se usan líneas aéreas.

- Se puede utilizar un sistema HVdc para interconectar dos sistemas c.a. con diferentes frecuencias de operación. De esta manera, al interconectar los sistemas, se puede además mejorar la estabilidad ante cualquier perturbación que ocurra en cualquiera de las dos redes.

4.1. Configuración del HVdc

Los enlaces HVdc tienen las siguientes configuraciones [62], [64]:

- *Enlace monopolar.* La configuración básica del enlace monopolar se representa en la Figura 4.1. Usa un solo conductor, normalmente de polaridad negativa. El camino de retorno se provee por tierra o, si es submarino, por el lecho marino. Este tipo de configuración también puede ser la primera etapa en el desarrollo de un sistema bipolar. Donde la resistividad de la tierra es demasiado alta, o debido a la interferencia en las estructuras metálicas subterráneas o submarinas, el retorno se hace algunas veces por cable metálico.

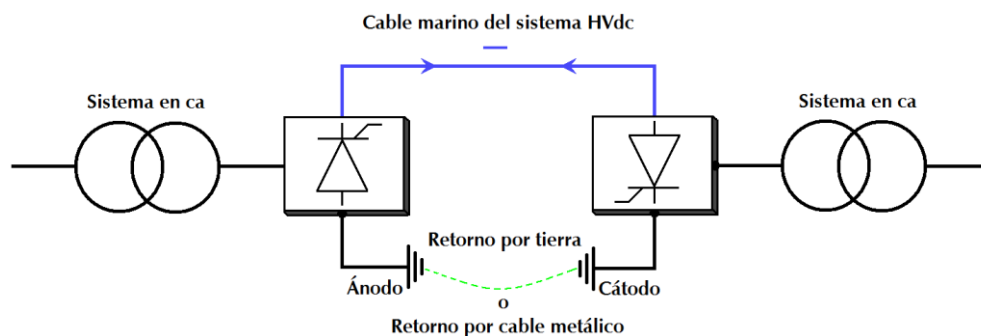


Figura 4.1. Configuración del HVdc enlace monopolar.

- *Enlace bipolar.* La configuración bipolar se muestra en la Figura 4.2. Cada terminal tiene dos convertidores de igual tensión nominal conectados en serie en el lado de la corriente continua, y el punto de unión de estos dos convertidores es la tierra. Como las corrientes en los dos polos son equilibradas, no hay corriente de tierra. Los dos polos pueden operar de forma independiente. Si un polo es aislado debido a una falta sobre su conductor, el otro polo puede operar con la tierra y llevar la mitad de la carga nominal.

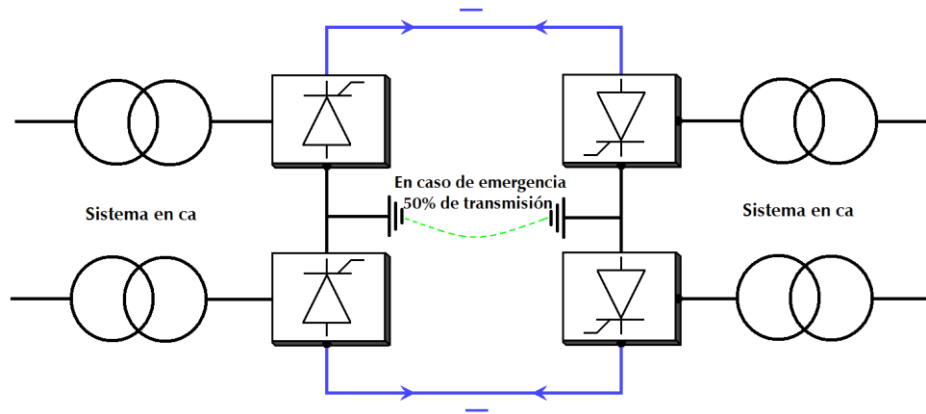


Figura 4.2. Configuración del HVdc enlace bipolar.

- *Enlace homopolar.* La configuración homopolar se muestra en la Figura 4.3. Consta de dos o más conductores, y todos tienen la misma polaridad. Normalmente se selecciona la polaridad negativa porque causa menos interferencias. El camino de retorno para cada sistema se realiza a través de tierra. Cuando hay una falta en un conductor el convertidor puede alimentar los demás conductores con potencia nominal, por lo que este convertidor debe tener la capacidad de llevar más potencia de la normal.

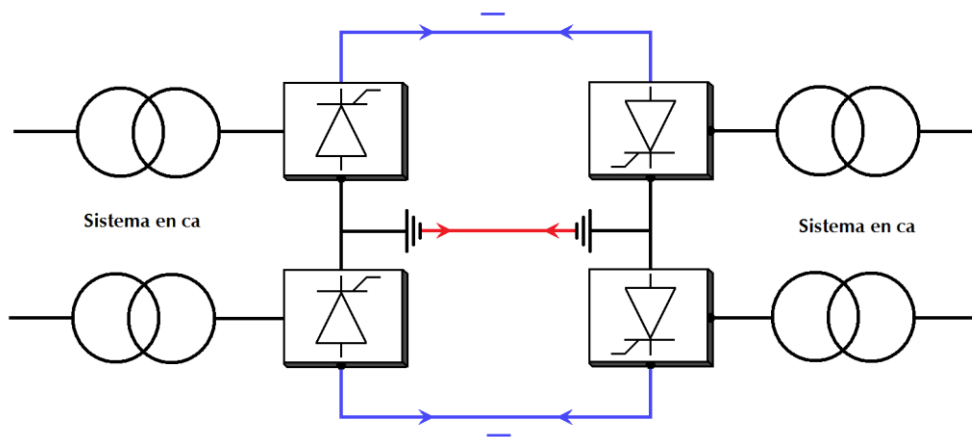


Figura 4.3. Configuración del HVdc enlace homopolar

Cada configuración HVdc tiene usualmente grupos de diferentes convertidores conectados en cascada.

4.2. Elementos de una estación HVdc

En la Figura 4.4 se muestra un ejemplo de los elementos o equipos eléctricos necesarios para una estación HVdc [63]. En este ejemplo se observa un arreglo bipolar, y los principales componentes se detallan a continuación:

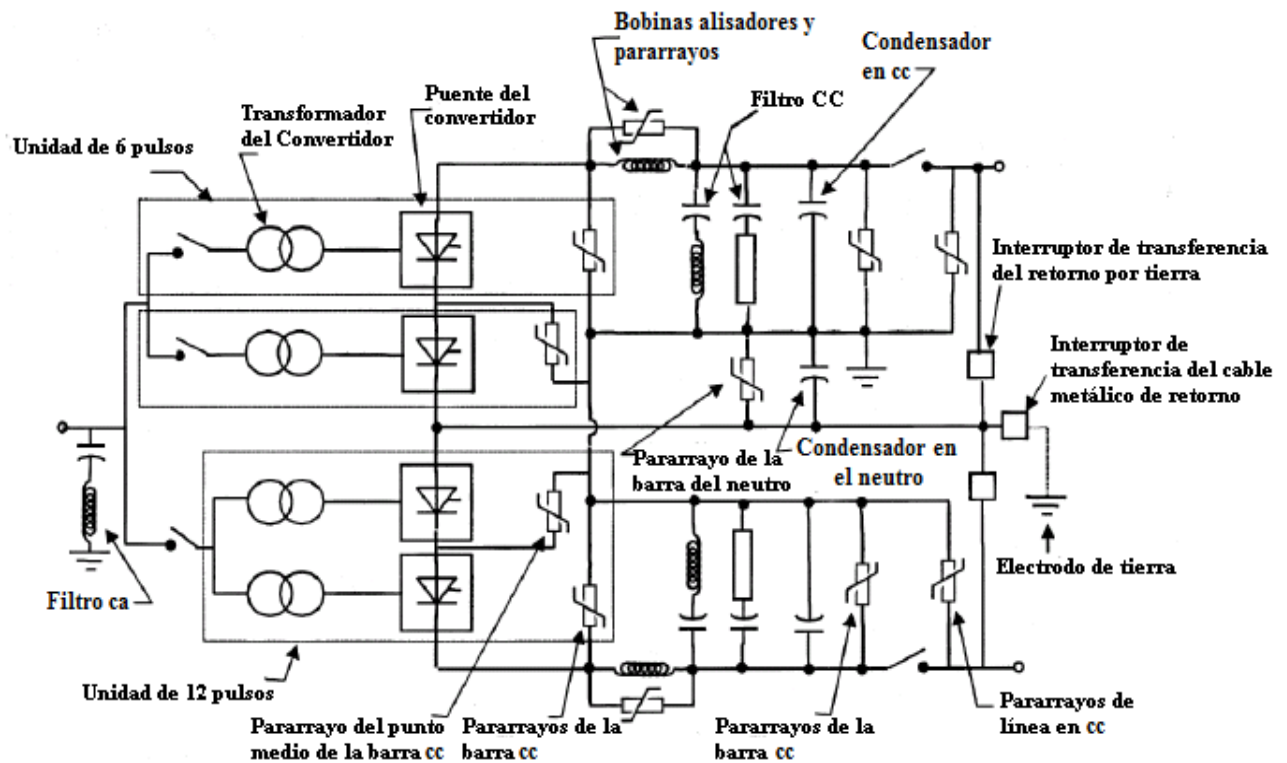


Figura 4.4. Equipos eléctricos comunes en una estación HVdc bipolar.

- Válvulas y transformadores del convertidor: Los convertidores trifásicos son el equipo central de una subestación HVdc. Cada convertidor está formado por tiristores. La función de los tiristores es hacer la conversión c.a.-c.c. y de c.c.-c.a. El diseño de los convertidores se realiza a través del llamado puente de tiristores y transformadores con cambiadores de toma. El puente está configurado en arreglos de 6 pulsos o 12 pulsos con tiristores de alta potencia.
- Reactancia alisadores (smoothing): Son grandes bobinas de reactancias (inductancias con valores de hasta 1.0H) conectados en serie con cada polo de la estación convertidora. Su función principal consiste en suavizar la corriente a través de la línea en c.c. con el fin de prevenir la discontinuidad en la corriente debido a las cargas ligeras, así como limitar las corrientes de pico o de cresta en el rectificador durante faltas de corto circuito en la línea c.c.
- Filtros armónicos: El convertidor genera inherentemente armónicos de tensión y corriente, tanto en el lado de c.a. como en c.c. Es por esto por lo que se necesitan filtros en ambos lados. Los filtros están típicamente sintonizados para la 11°, 13° y 24° armónicos en un convertidor de 12 pulsos. Los filtros

armónicos conectados en el lado c.a. pueden ser cortocircuitados o despejados dependiendo de la potencia reactiva requerida, ya que ellos generan potencia reactiva a la frecuencia fundamental. Los filtros conectados en el lado c.c. reducen los armónicos de la corriente que fluyen por la línea en c.c.

- Fuente de potencia reactiva: Los convertidores c.c. necesitan absorber potencia reactiva para funcionar. Bajo condiciones de régimen permanente, la potencia reactiva consumida es cerca del 45% al 50% de la potencia activa transferida. Por lo tanto, se necesitan fuentes de potencia reactiva cerca de los convertidores.
- Electrodos: La mayoría de los enlaces en c.c. están diseñados para usar la tierra como un conductor neutro o de retorno. La conexión a tierra requiere conductores con secciones transversales de gran magnitud. De esta forma, la densidad de corriente y el gradiente superficial de tensión son mínimos. Se puede utilizar un cable metálico a modo de conexión de retorno como alternativa a la conexión a tierra.
- Interruptores de potencia: En el lado c.a. se necesitan interruptores de potencia para despejar faltas en el transformador, así como para dejar fuera de servicio algún polo de la estación HVdc. Estos interruptores no se suelen usar en el lado de c.c. Es más rápido despejar la falta en el lado de c.c. si se utilizan los controles de disparo en el puente del convertidor

4.3. Topología de los tiristores

La mayoría de las estaciones HVdc están formadas por convertidores en forma de puente completo con arreglos de 12 pulsos. Su esquema eléctrico se muestra en la Fig. 4.5.

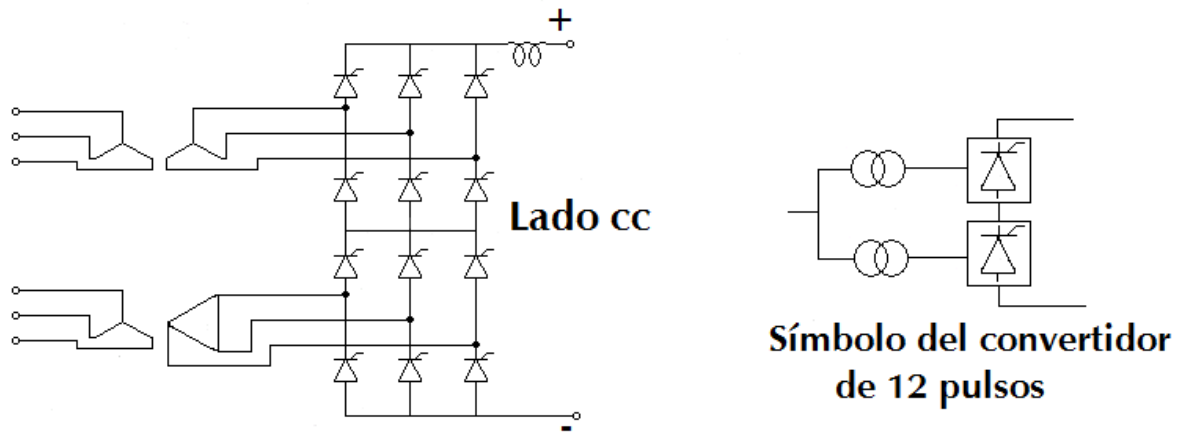


Figura 4.5. Esquemas de conexión puente completo con arreglo de 12 pulsos.

Este arreglo está formado por dos transformadores conectados al convertidor (uno conectado en Y-Y y el otro conectado Y- Δ) y cada uno alimenta un puente. Las tensiones trifásicas de alimentación de un puente están desfasadas 30° respecto del otro puente. De esta forma se cancelan los armónicos 5° y 7° de la corriente en el lado de c.a., y el 6° armónico de la tensión en el lado c.c. [64].

Operación del Convertidor

La rectificación o inversión de los convertidores HVdc se consigue a través de un proceso conocido como conmutación por red (LCC). Así, los tiristores actúan como interruptores de modo que las tensiones de c.a. son secuencialmente conmutadas para convertir la onda en c.c. Tanto en la rectificación como en la inversión, con la conmutación por red deben estar alimentadas por redes trifásicas de c.a. en cada lado, y deben permanecer relativamente libres de armónicos, tal y como se muestra en la Fig.4.6.

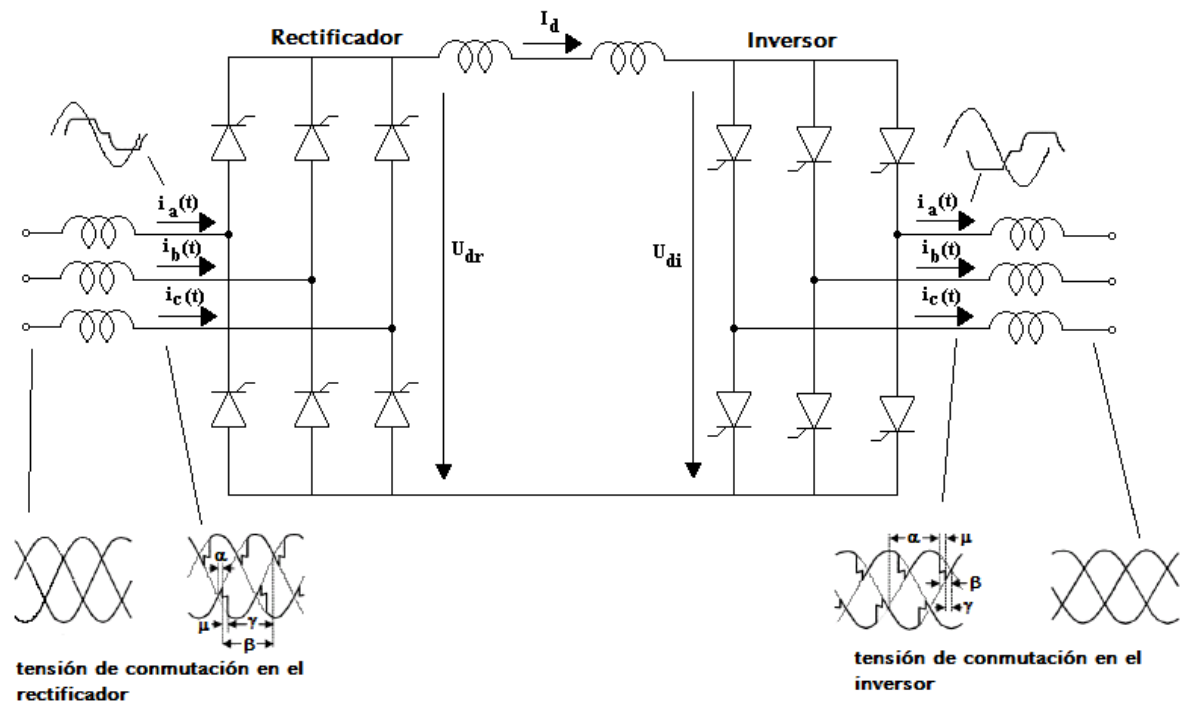


Figura 4.6. Circuito equivalente de la estación HVdc.

Las válvulas o tiristores en los convertidores HVdc son controladas como un interruptor electrónico que conduce en una única dirección desde el ánodo hasta el cátodo. Cuando está conduciendo hay una pequeña caída de tensión a través suyo. En dirección inversa, es decir, cuando la tensión aplicada a través del tiristor es positiva en el cátodo, la válvula bloquea la corriente. En la siguiente figura se muestra el símbolo de la válvula o tiristor.

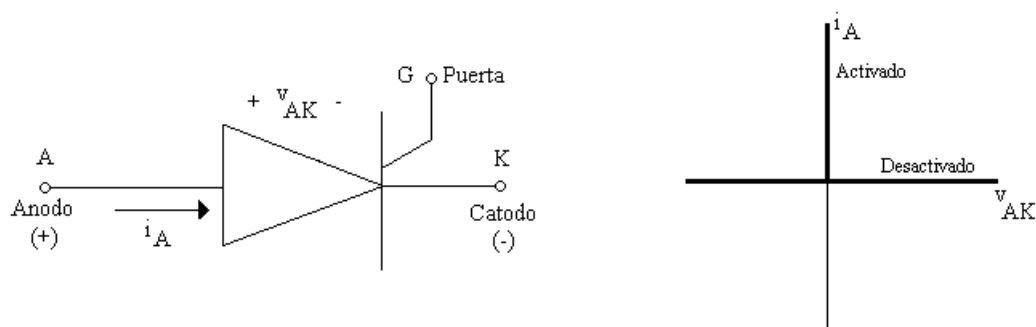


Figura 4.7. Símbolo y característica del tiristor.

El proceso de conducción o encendido comienza cuando una tensión entre el ánodo y el cátodo es positiva. En ese instante se aplica un pulso de corriente a la puerta del tiristor. Como el puente está conectado a la red de c.a., el proceso de apagado se hace de forma natural al conmutar la siguiente válvula en cada ciclo, y es por esto último por lo que se le denomina *conmutación por red*.

El control de la puerta puede ser usado para retrasar la ignición o el encendido de las válvulas. El ángulo de retraso o ignición α se corresponde con un tiempo de retraso de α/ω segundos. El efecto de este ángulo reduce la tensión promediada en c.c. por un factor de $\cos\alpha$. El ángulo de retraso introduce además un desfase entre la tensión y la corriente fundamental de la fuente de alimentación. Con $\alpha = 0^\circ$, la componente fundamental de la corriente de alimentación está en fase con la tensión de alimentación (ver Figura 4.8). Por lo tanto, la potencia activa (P_r) es positiva, y la potencia reactiva (Q_r) es cero. Cuando α se incrementa entre 0° y 90° P_r decrece y Q_r se incrementa. En esta etapa el convertidor trabaja como *rectificador*. En $\alpha = 90^\circ$ P_r es cero, y Q_r es máxima. Cuando α se incrementa desde 90° a 180° P_r es negativo y se incrementa en magnitud, y Q_r permanece positiva pero decrece en magnitud. En esta etapa el convertidor trabaja como un *inversor*. En $\alpha = 180^\circ$, P_r es máxima negativa, y Q_r es cero [62], [65]. Como se puede observar, el convertidor necesita siempre, para su funcionamiento, flujo de potencia reactiva, o, lo que es lo mismo, la red de alimentación debe tener la capacidad de aportar la potencia reactiva necesaria del convertidor.

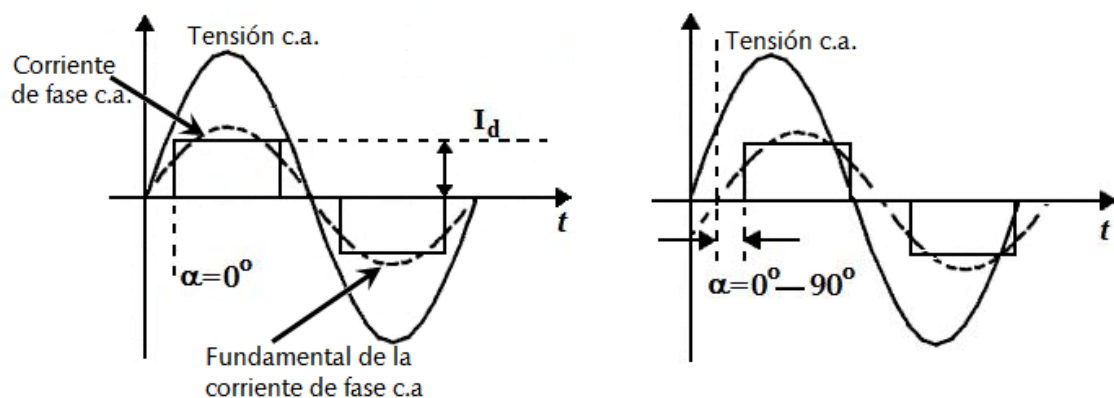


Figura 4.8. Desplazamiento de la onda fundamental de la corriente de fase a con respecto al ángulo α .

Por último, cuando la transferencia de corriente de una fase a otra requiere un tiempo finito, a este tiempo se le denomina tiempo de conmutación. El ángulo correspondiente a este tiempo, llamado *ángulo de conmutación*, es μ . La suma de este ángulo más el ángulo de retraso es igual al *ángulo de extinción* δ , y se corresponde con el tiempo de extinción o apagado de las válvulas de tiristores.

En las Figuras 4.9 y 4.10 se muestra la influencia del ángulo de encendido de las válvulas (α) con respecto a la forma de onda de la tensión de salida (*etapa en continua*), utilizando para ello sólo la etapa de rectificación del sistema HVdc. Este circuito se simuló en el

programa informático Matlab/Simulink®. También se muestra la forma de la onda de la tensión de entrada y corriente (*etapa en alterna*) considerando que la impedancia de la fuente de alimentación es nula (modelo ideal).

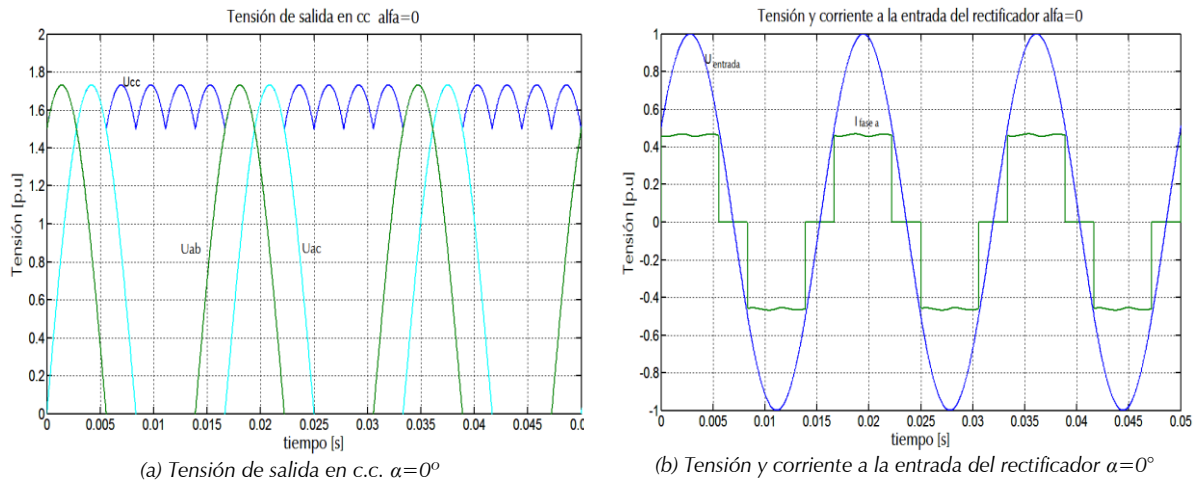


Figura 4.9. Forma de onda en la etapa de continua y alterna en los convertidores del HVdc ($\alpha=0^\circ$).

La Figura 4.9 muestra una onda casi continua para la tensión de salida. Las distorsiones de los armónicos son pequeñas y, por lo tanto, la forma de onda se acerca a una onda continua. También se observa que la tensión y corriente en la etapa alterna están en fase. Al utilizar la descomposición de Fourier, se comprueba que la componente fundamental de la onda de corriente está en fase con la tensión y, en consecuencia, la potencia reactiva (Q_r) es cero.

Si retrasamos el disparo tal y como se muestra en la Figura 4.10, es decir, si aumentamos el ángulo de ignición « α », aumenta la distorsión de armónicos en la forma de onda de la tensión de salida (etapa continua), por lo que aumenta el valor pico a pico en la forma de onda de la tensión. En la etapa alterna, la tensión y corriente en la entrada se desfazarán y habrá potencia reactiva demandada por el convertidor.

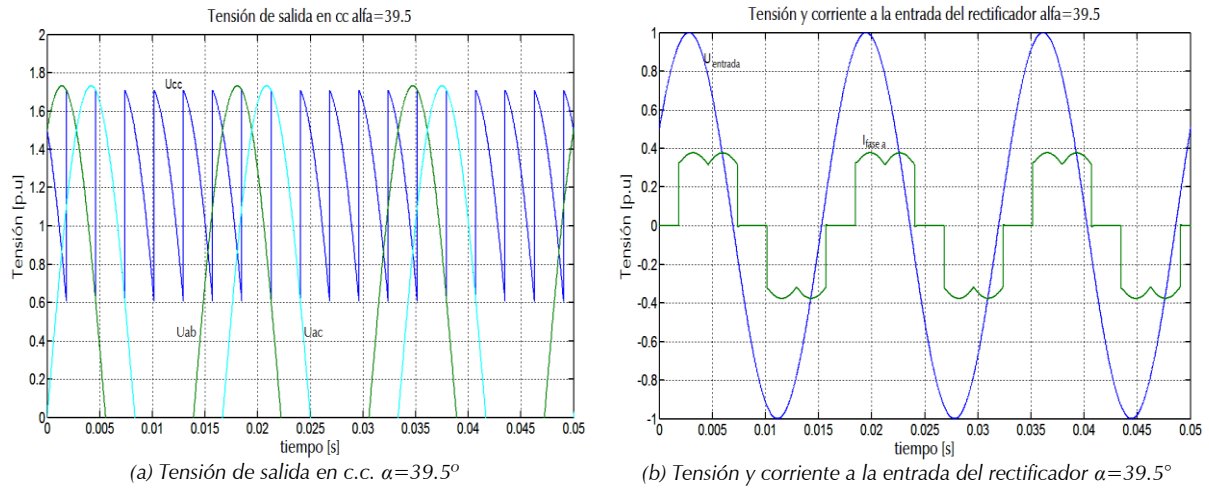


Figura 4.10. Forma de onda en la etapa de continua y alterna en los convertidores del HVdc ($\alpha=39.5^\circ$).

4.4. Modelo del HVdc

En la Figura 4.11 se muestra un circuito equivalente de un puente completo trifásico del convertidor.

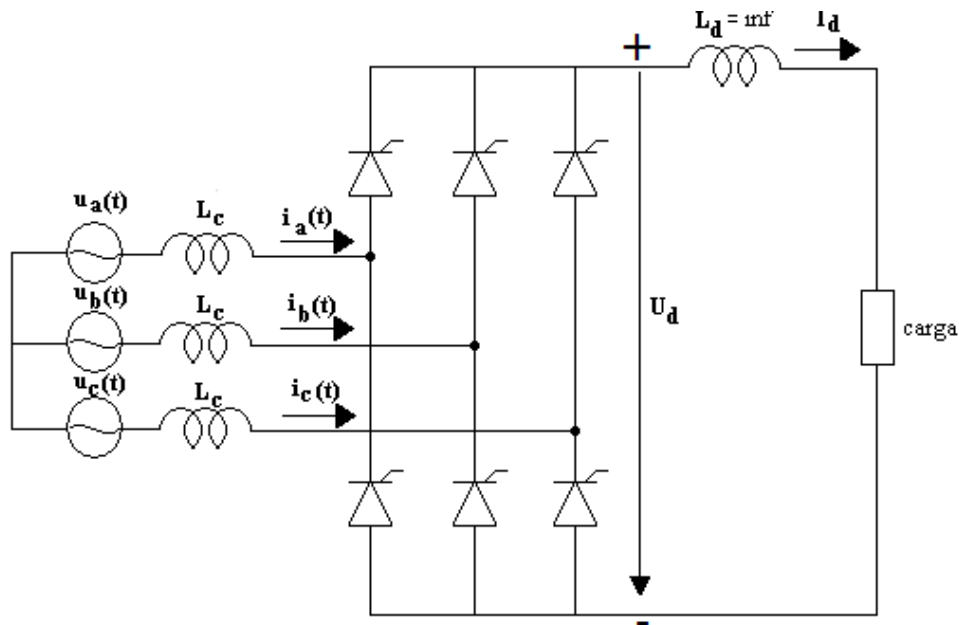


Figura 4.11. Circuito equivalente del puente completo trifásico del convertidor del HVdc.

Para propósitos de análisis se consideran las siguientes características del convertidor:

- El sistema de c.a. que incluye el transformador del convertidor (L_c) es representado por una fuente ideal de tensión constante y frecuencia constante.

- La corriente directa I_d es constante y libre de rizado, esto es, justificado por la colocación de una gran bobina de alisado (smoothing) L_d en el lado de c.c..
- Las válvulas de tiristores conmutan de manera ideal con resistencia cero cuando conducen, y con resistencia infinita cuando no conducen.

Tensión directa promediada

La tensión directa instantánea $u_d(t)$ está compuesta por segmentos de las tensiones línea a línea espaciados en 60° [64], [65]. Por lo tanto, la tensión directa promediada es igual a:

$$U_{d0} = \frac{3}{\pi} \int_{-60^\circ}^0 u_{ac} d\theta$$

$$U_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} U_m = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{LL} \quad (4.1)$$

Donde $u_{ac}(t) = u_a(t) - u_c(t) = \sqrt{3}U_m \cos(\omega t + 30^\circ)$, U_m tensión máxima o pico y U_{LL} es el valor eficaz de la tensión línea a línea. A la ecuación (4.1) se le denomina tensión directa ideal sin carga.

Si se considera el ángulo de ignición « α » la tensión directa promediada es igual:

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha \quad (4.2)$$

Si ahora consideramos el ángulo de conmutación « μ », en este tiempo estarán conduciendo tres válvulas de tiristores en el puente del convertidor, por lo que se producirá una caída promediada de la tensión correspondiente a:

$$\Delta U_d = \frac{U_{d0}}{2} (\cos \alpha - \cos \delta) = \frac{3}{\pi} I_d \omega L_c \quad (4.3)$$

Donde $\delta = \alpha + \mu$ es el ángulo de extinción. En consecuencia, considerando el ángulo de conmutación y el ángulo de ignición, la tensión directa es igual a:

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \Delta U_d \quad (4.4)$$

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - R_c I_d$$

Donde:

$$R_c = \frac{3}{\pi} \omega L_c = \frac{3}{\pi} X_c \quad (4.5)$$

A la ecuación (4.5) se le denomina *resistencia equivalente de conmutación*, y toma en cuenta la caída de tensión debido al solapamiento en la conmutación. Sin embargo, ésta no representa una resistencia real, y no consume potencia.

En las Figuras 4.12 y 4.13 se muestra la influencia de la resistencia equivalente de conmutación con la forma de onda de la tensión de salida en continua, así como el desfase entre la tensión de entrada y la corriente debido al ángulo de ignición « α ».

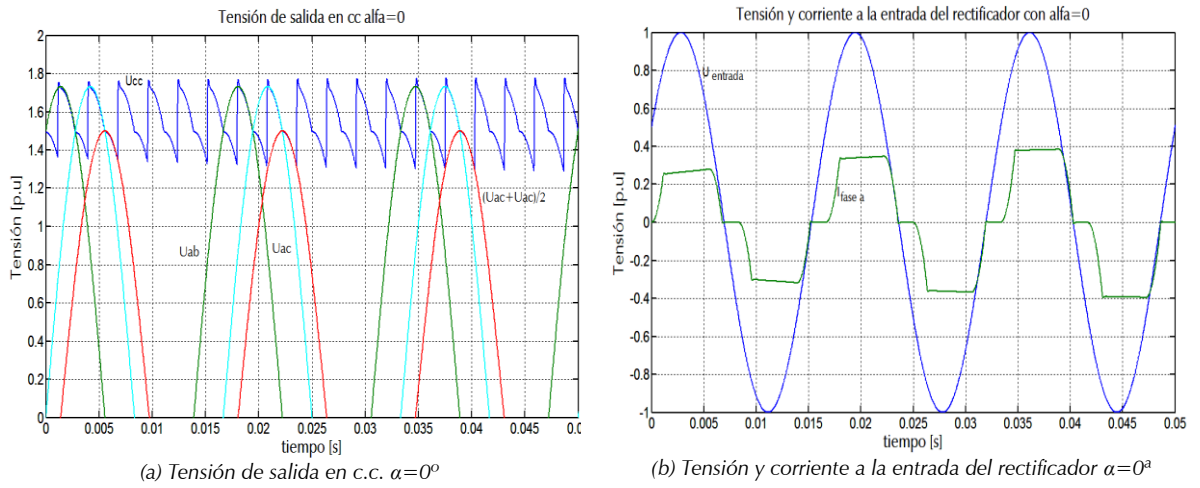


Figura 4.12. Forma de onda en la etapa de continua y alterna- Influencia de la resistencia equivalente R_c ($\alpha=0^\circ$).

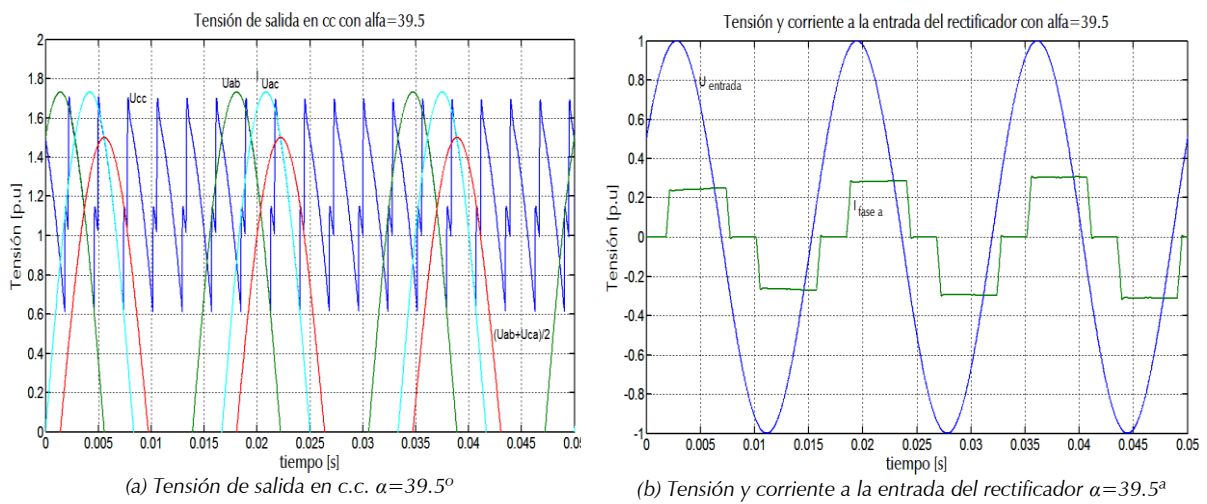


Figura 4.13. Forma de onda en la etapa de continua y alterna- Influencia de la resistencia equivalente R_c ($\alpha=39.5^\circ$).

Operación como rectificador

Utilizando las ecuaciones anteriores, en la Figura 4.13 se muestra el circuito equivalente del puente rectificador. Se puede observar que la tensión interna está en función del ángulo de ignición « α ».

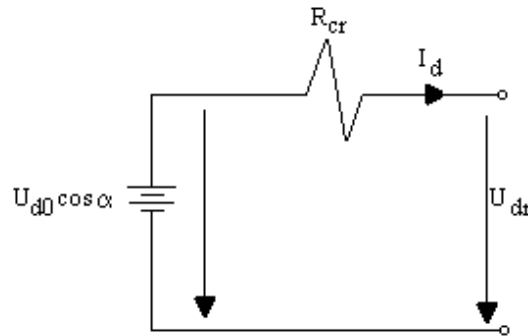


Figura 4.14. Circuito equivalente del puente rectificador.

El ángulo de conmutación « μ » no aparece de manera explícita en el circuito equivalente. Este efecto está representado a través de la resistencia equivalente de conmutación R_{cr} (el subíndice « r » significa rectificador, y el subíndice « i » significa inversor).

Operación como inversor

En la Figura 4.15 se muestra el circuito del inversor, en el que se cumple la siguiente ecuación:

$$U_{di} = U_{d0} \cos \gamma - R_{ci} I_d \quad (4.6)$$

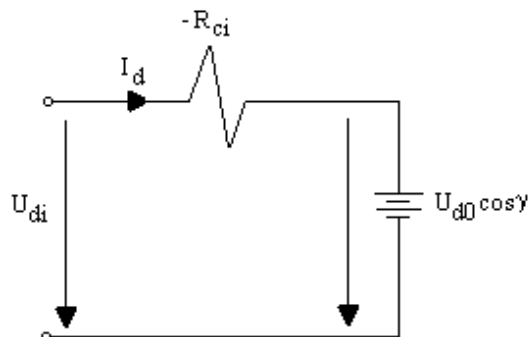


Figura 4.15. Circuito equivalente del puente inversor.

Donde « γ » es el ángulo de extinción en adelanto. Este ángulo se denomina en adelanto porque se adelanta con respecto al instante cuando la tensión de conmutación es cero y está decreciendo. También se puede definir el ángulo « β », al que se denomina ángulo de adelanto de encendido.

Relación entre las cantidades en c.a. y c.c.

De la ecuación (4.3) y (4.4) se obtiene la siguiente igualdad:

$$U_d = U_{d0} \frac{\cos \alpha + \cos \delta}{2} \quad (4.7)$$

Si sustituimos la ecuación (4.1) en (4.7):

$$U_d = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \frac{\cos \alpha + \cos \delta}{2} U_{LN} \quad (4.8)$$

Donde U_{LN} es la tensión línea a neutro en valor eficaz.

A partir de estas ecuaciones se puede encontrar la relación entre los valores en corriente alterna y en corriente continua del HVdc. Despreciando las pérdidas, la potencia c.a. es igual a la potencia en c.c. Entonces:

$$P_{ca} = P_{cc} \quad (4.9)$$

Considerando el valor fundamental de la corriente en la etapa de alterna del rectificador, $I_{L1} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d$:

$$3U_{LN} I_{L1} \cos \varphi = U_d I_d \quad (4.10)$$

Sustituyendo (4.8) en (4.10) y despejando $I_{L1} \cos \varphi$ se tiene:

$$I_{L1} \cos \varphi = I_{L0} \left(\frac{\cos \alpha + \cos \delta}{2} \right) \quad (4.11)$$

Donde I_{L0} es el valor de la corriente cuando el ángulo de conmutación es igual a cero.

Como una aproximación normalmente considerada en la literatura [64], [65], la corriente es expresada como:

$$I_{L0} \approx I_{L1} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (4.12)$$

Entonces el factor de potencia es igual:

$$\cos \varphi = \left(\frac{\cos \alpha + \cos \delta}{2} \right) \quad (4.13)$$

Con la ecuación (4.7) y (4.11) se puede encontrar que el factor de potencia se puede calcular con los valores de la etapa de continua del rectificador.

$$\cos \varphi = \frac{U_d}{U_{d0}} \quad (4.14)$$

4.5. Control del HVdc

Los enlaces en continua HVdc transportan grandes cantidades de energía eléctrica entre los sistemas que conectan. Es por esto por lo que los sistemas de control que acompañan al sistema HVdc deben ser muy confiables y rápidos para cualquier régimen de operación (estable y transitorio). En [64] se muestran las bases principales que debe tener un sistema de control, entre las que destacan:

- Disparo simétrico de las válvulas de tiristores en régimen estable.
- Instante de disparo adecuado dependiendo de los valores de tensión en la conmutación (rectificador) y el margen de conmutación (inversor).
- Mínimo consumo de potencia reactiva en los convertidores, propenso a la condición de no llegar a un riesgo de fallo en la conmutación.
- Insensibilidad a las variaciones normales en la frecuencia y tensión en la etapa alterna del enlace HVdc.
- Método de predicción óptimo en los instantes de disparo del inversor, en función de la tensión y corriente de la red.
- Características control-corriente con suficiente margen de estabilidad y velocidad.

- Rango continuo de operación de la rectificación completa a la inversión completa.

El propósito fundamental en los enlaces HVdc es controlar la corriente y tensión en la etapa de continua para efectuar de manera adecuada la transferencia de potencia activa deseada. Por consiguiente, es necesario medir continuamente y de forma precisa las cantidades del sistema que se incluya en cada convertidor: corriente y tensión en la etapa continua, ángulo de ignición « α » de los tiristores, ángulo de adelanto « β » en los inversores y el ángulo de extinción « δ ». En [64], [65] se explican de manera detallada los diferentes modos de control de los enlaces HVdc. Debido a los objetivos planteados en este trabajo, sólo se ha tomado en consideración un sistema de control sencillo para el ángulo de encendido de los tiristores del rectificador del enlace HVdc. Los demás sistemas de control están fuera del alcance de este trabajo.

4.6. Conclusión

El modelo cuasi-estacionario del HVdc-LCC mostrado en este capítulo es esencial para el estudio desarrollado en esta Tesis. Se han mostrado las configuraciones básicas de los HVdc, siendo la más utilizada la configuración bipolar. También se han desarrollado los elementos de una estación convertidora y la topología de los tiristores. Una de las relaciones más importantes, también contemplada en este capítulo, es la que existe entre las corrientes de la etapa de alterna y continua del HVdc, ya que será de gran ayuda para relacionar las variables de un parque eólico *offshore* con el sistema de transmisión HVdc-LCC.

Capítulo 5

Sistema coordinado de control entre el GADA y el HVdc-LCC

Las diferentes soluciones de transmisión en los parques eólicos *offshore* examinadas en el capítulo 2 mostraron que un sistema de transmisión con longitudes mayores a 100km y potencias de transmisión mayores a 350MW requieren una transmisión en corriente continua. Es por ello por lo que, de acuerdo con las ventajas especificadas anteriormente, se ha seleccionado para este estudio el sistema HVdc basado en un convertidor conmutado por red (LCC). Este sistema ofrece una nueva plataforma de control al GADA para mantener en valores nominales la frecuencia y la tensión durante diferentes cambios en la velocidad del viento y en las perturbaciones en el sistema.

En este capítulo se analizan los principios de control para el funcionamiento del GADA cuando está conectado a la red en modo aislado. Para ello se examinará la teoría del control orientado al flujo del estator (FOC) [67], [68], [69] que, junto a otros elementos de control, hará posible la conexión en modo aislado del GADA para lograr una coordinación con el control del ángulo de disparo de los rectificadores que conforman el enlace de transmisión en continua HVdc-LCC. De esta manera, se obtiene una topología *Generador-Transmisión* formado por el GADA y el HVdc-LCC para mantener la tensión y la frecuencia de un parque eólico *offshore*.

5.1. Introducción

Tal y como se vio en el capítulo 2, el generador asíncrono doblemente alimentado (GADA) dispone de convertidores electrónicos para su conexión a la red. Estos últimos proporcionan a los sistemas de generación eólicos toda su versatilidad y capacidad de control en un amplio rango de velocidades, lo que optimiza la extracción de la energía del

viento y amortigua las oscilaciones de par sobre los elementos mecánicos del aerogenerador al funcionar a velocidad variable. El sistema de control de estos convertidores permite controlar de forma independiente la potencia activa o el par y la potencia reactiva. El control del convertidor conectado al rotor depende de la tensión en el estator. Esta tensión es impuesta por la red que tiene módulo y frecuencia constantes en régimen estacionario. Si el GADA se conecta a un enlace en continua HVdc, éste no le proporciona al sistema de control del GADA una tensión en c.a. constante, sino que se comportará como una carga pasiva conectada al generador que varía el nivel de tensión de c.c. cuando cambia la potencia transmitida por el enlace HVdc. De esta forma, el fundamento de control tradicional en un GADA [70], [71], [72] no se puede aplicar cuando el generador se conecta a un enlace HVdc. El GADA opera en modo aislado y debe imponer la tensión y la frecuencia al sistema. Una forma de conseguirlo consiste en utilizar la capacidad intrínseca del GADA de magnetizarse por el rotor [73].

El HVdc se enfrenta, asimismo, a un nuevo paradigma de control. Los enlaces HVdc se conectan normalmente a dos sistemas con tensión y frecuencia constantes. De este modo, uno de los lados del HVdc es un generador aislado con tensión y frecuencia variable que depende del flujo de potencia por el enlace en continua.

La topología de la conexión que va a ser analizada en este capítulo (Figura 5.1) está compuesta por los siguientes sistemas: un parque eólico *offshore*, un sistema HVdc-LCC y el punto de conexión común (PCC) situado en la orilla.

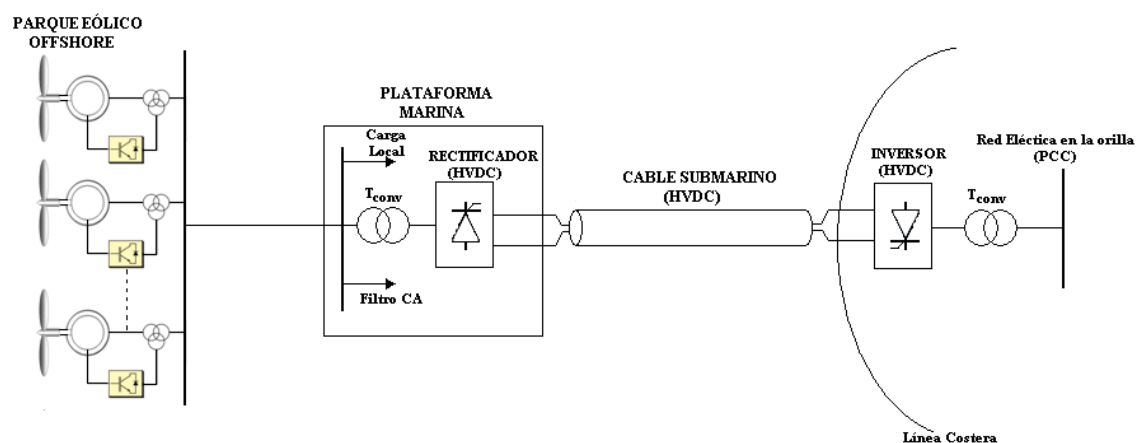


Figura 5.1. Diagrama unifilar del parque eólico offshore y el HVdc-LCC.

Esta figura muestra una plataforma marina que provee el espacio necesario para la colocación de la estación rectificadora del HVdc. Contiene además una carga local alimentada directamente por el parque eólico *offshore* y un filtro en corriente alterna que

puede compensar parte de la potencia reactiva que necesita el HVdc para su operación (ver parámetros de cada sistema en el apéndice A). El resto de la potencia reactiva es entregada por el control del GADA.

La potencia activa entregada por GADA varía siguiendo las variaciones en la velocidad del viento [68], [72]. Una relación cúbica programada (*estrategia de seguimiento de máxima potencia* [74], [75]) entre la potencia activa del generador y la velocidad de giro de la turbina se integra al algoritmo de control del rotor para buscar la máxima potencia entregada por el aerogenerador. El control del par no contribuye a la inercia del sistema eléctrico debido al desacople entre la frecuencia mecánica y eléctrica del estator [76]. Sin embargo, al diseñar un sistema de control que relacione la dinámica del control del convertidor del rotor con la respuesta inercial de la máquina se hace posible que el GADA contribuya, en modo aislado, a la inercia del sistema eléctrico. Esto último será uno de los objetivos de este capítulo.

En el parque eólico *offshore* se debe cumplir el balance de potencia activa en régimen estacionario. Por ejemplo, en la plataforma marina la potencia del parque debe estar en equilibrio con la potencia de la carga local, con las pérdidas en el transformador elevador y con la potencia transmitida por el HVdc. Se debe cumplir, del mismo modo, un balance de potencia reactiva. Debido al nuevo diseño de control del GADA que dota de respuesta inercial a la máquina, cuando hay un desequilibrio en la frecuencia se producen variaciones en la potencia del estator. Esta variación de frecuencia hace que cambie la tensión en el estator. Es aquí donde los controles del GADA, en conjunto con el sistema de control del HVdc, deben actuar de forma coordinada para regular la desviación de tensión y de frecuencia. En los siguientes apartados se describe el sistema de control coordinado entre el GADA y el HVdc, que constituye el objetivo principal de este capítulo.

5.2. Principio de Control del GADA

Convencionalmente, una máquina asíncrona doblemente alimentada (GADA) consistiría en conectar directamente los devanados del estator a la red eléctrica y los devanados del rotor a un convertidor de frecuencia.

En la Figura 5.2 se muestra la topología completa del GADA que incluye un generador asíncrono de rotor devanado y dos convertidores trifásicos (C1 y C2) con interruptores estáticos IGBT alimentados en tensión con un enlace de continua.

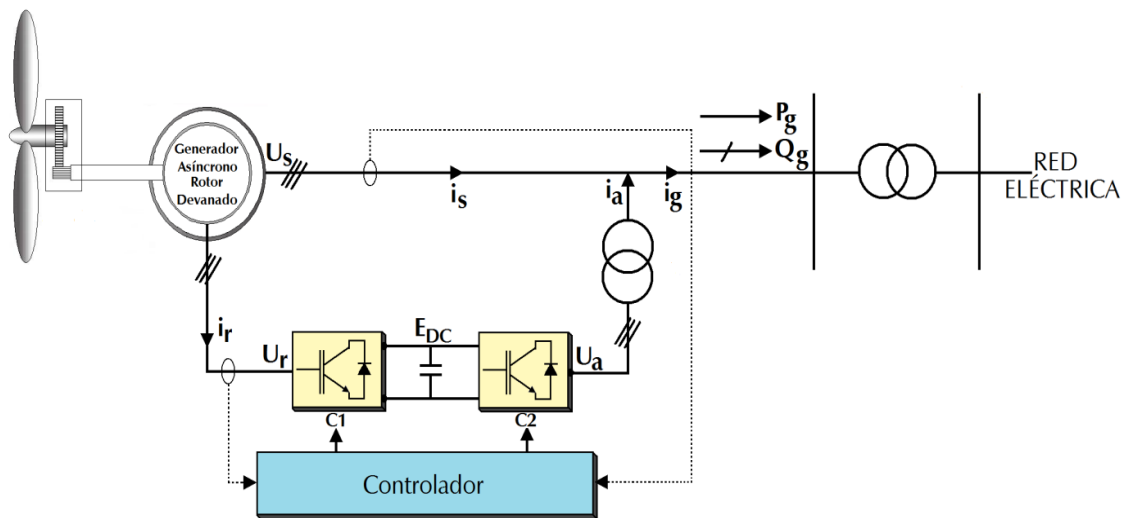


Figura 5.2. Topología de un aerogenerador basado en un GADA.

Esta topología cuenta con un controlador para los convertidores que permite regular la corriente o la tensión del rotor y modificar libremente el par o la potencia de la máquina, así como regular la potencia reactiva del estator. Hay varios sistemas de control propuestos para el GADA, pero el más utilizado es el control vectorial. Para su implementación se llevan a cabo varias estrategias, entre las cuales destacan: control por histéresis, control vectorial orientado a la tensión (VOC) y control vectorial orientado al flujo del estator (FOC) [67], [68], [69]. Se han propuesto otros esquemas más avanzados para el control del GADA que mejoran el desempeño en algunos aspectos tales como la rapidez de respuesta o el bajo contenido de armónicos, entre los que destacan el control predictivo [77], el control predictivo generalizado [78], el regulador de variable de estado [79], el control directo de par (DTC) [80], [81] y el control directo de potencia (DPC) [82], [83].

En esta Tesis se toma el control vectorial orientado al flujo del estator (FOC) como estrategia de control para el GADA, cuyo objetivo principal es desacoplar el control del par electromagnético y de la corriente de excitación, lo que permite regular el factor de potencia del generador en todo el rango de velocidades de giro, tanto de manera subsíncrona como supersíncrona.

Este control se apoya en el uso de las transformaciones matemáticas (contempladas en el capítulo 3) para referir el modelo completo de la máquina a un marco de referencia síncrona, quedando así el eje directo (d_T) orientado al vector espacial del flujo de estator $\bar{\Psi}_s$, tal y como se observa en la Figura 5.3.

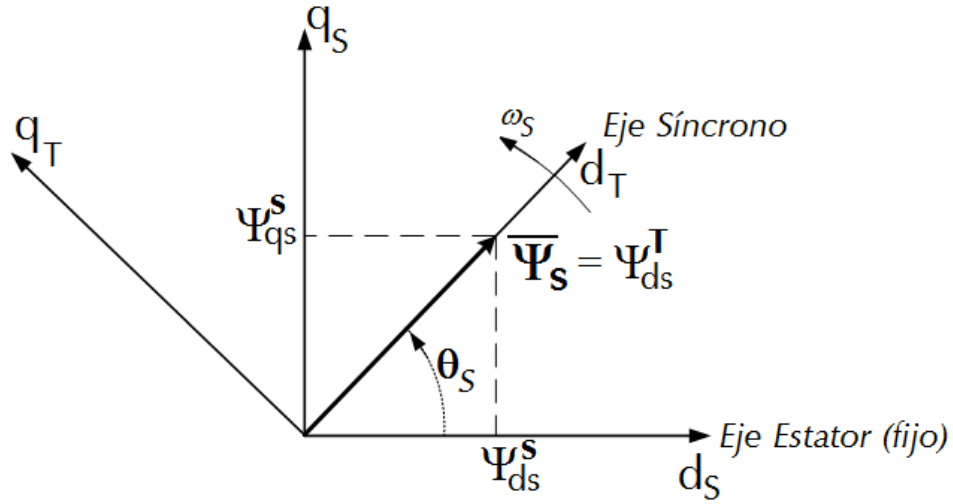


Figura 5.3. Marco de referencia aplicado al control del GADA para operar en modo aislado.

Esta orientación, junto con unos términos de compensación, trata de garantizar el desacople y la linealidad de las variables del modelo que se hace preciso controlar. A partir del modelo dinámico del GADA referido al sistema síncrono (\mathcal{T}) se puede implementar una regulación en cascada, siendo la corriente de magnetización y el par electromagnético las variables de control.

El modelo dinámico del GADA referido a un sistema síncrono (\mathcal{T}) es representado en valores de por unidad (p.u) sobre unas cantidades base apropiadas (ver apéndice B). De este modo, las componentes de tensión en el estator y rotor son expresadas como:

$$\begin{aligned}
 -u_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \Psi_{qs} \\
 -u_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + \Psi_{ds} \\
 -u_{dr} &= R_r i_{dr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\Psi_{dr}}{dt} - s\Psi_{qr} \\
 -u_{qr} &= R_r i_{qr} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\Psi_{qr}}{dt} + s\Psi_{qs}
 \end{aligned} \tag{p.u} \tag{5.1}$$

Donde los enlaces de flujo son:

$$\begin{aligned}
 \Psi_{ds} &= L_s i_{ds} + L_m i_{dr} = L_m i_{ms} \\
 \Psi_{qs} &= L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\
 \Psi_{dr} &= L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \\
 \Psi_{qr} &= L_r i_{qr} + L_m i_{qs}
 \end{aligned} \tag{p.u} \tag{5.2}$$

Si se considera el vector del flujo del estator de la ecuación (3.52) en el marco de referencia síncrono se obtiene:

$$\Psi_{ds} = |\Psi_s| = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} = L_m i_{ms} \quad (p.u) \quad (5.3)$$

$$\Psi_{qs} = 0 = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (p.u) \quad (5.4)$$

La componente en el eje de cuadratura (q_r) del vector del flujo del estator es igual a cero. Con esta premisa, y a partir de las ecuaciones (5.4) y (5.3), se obtienen las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} i_{ds} &= \frac{L_m}{L_s} (i_{ms} - i_{dr}) \\ i_{qs} &= -\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \end{aligned} \quad (p.u) \quad (5.5)$$

Tal y como se muestra en las siguientes ecuaciones, con (5.5) se hallan las componentes del vector de flujo del rotor en función de las componentes de la corriente del rotor y la corriente de magnetización:

$$\begin{aligned} \Psi_{dr} &= L_r \sigma i_{dr} + \frac{L_m^2}{L_s} i_{ms} \\ \Psi_{qr} &= \sigma L_r i_{qr} \end{aligned} \quad (p.u) \quad (5.6)$$

Donde $\sigma = (1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r})$ es la constante de dispersión [84].

Al representar la ecuación (5.6) en forma vectorial se tiene:

$$\bar{\Psi}_r = \sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r + \frac{L_m^2}{L_s} i_{ms} \quad (p.u) \quad (5.7)$$

Con la ecuación (5.7), y considerando la dinámica de la tensión del rotor, se puede diseñar el controlador de la corriente en el rotor [70]. Entonces, al sustituir $\bar{\Psi}_r$ en (5.1) se obtiene la ecuación (5.8).

$$-\bar{\mathbf{u}}_r = R_r \dot{\mathbf{i}}_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_{base}} \frac{d\dot{\mathbf{i}}_r}{dt} + j\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r + \frac{L_m^2}{\omega_{base} L_s} \frac{di_{ms}}{dt} + j\sigma \frac{L_m^2}{L_s} i_{ms} \quad (p.u) \quad (5.8)$$

Esta ecuación se puede simplificar. Al considerar la tensión de alimentación constante, y al despreciar la resistencia del estator, el enlace de flujo del estator $\bar{\Psi}_s$ es fijado por la tensión de la red. Esto es, la corriente de magnetización del estator i_{ms} es casi constante, y su derivada se puede deprecia, con lo que se halla:

$$-\bar{\mathbf{u}}_r = R_r \dot{\mathbf{i}}_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_s} \frac{d\dot{\mathbf{i}}_r}{dt} + js\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r + js \frac{L_m^2}{L_s} i_{ms} \quad (p.u) \quad (5.9)$$

Donde normalmente $\omega_{base} = \omega_s$.

El término $js\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r$ introduce un acoplamiento entre las componentes de corriente del rotor (i_{dr} y i_{qr}). Tal y como se introduce en [70] y [85], es posible desacoplarlas en la *ley o acción de control* con unos términos de anticipación. Si la tensión del rotor es seleccionada de tal forma que las corrientes del rotor queden desacopladas, se obtiene:

$$-\bar{\mathbf{u}}_r = \bar{\mathbf{u}}'_r + js\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r \quad (p.u) \quad (5.10)$$

Donde $\bar{\mathbf{u}}'_r$ se puede escribir como:

$$\bar{\mathbf{u}}'_r = R_r \dot{\mathbf{i}}_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_s} \frac{d\dot{\mathbf{i}}_r}{dt} + \bar{\mathbf{e}} \quad (p.u) \quad (5.11)$$

En (5.11) la variable $\bar{\mathbf{e}}$ es la tensión detrás de la reactancia. Este término es considerado como una perturbación. De este modo, la función de transferencia de la tensión del rotor $\bar{\mathbf{u}}'_r$ y la corriente del rotor $\dot{\mathbf{i}}_r$ es:

$$\frac{I_r(p)}{U'_r} = G(p) = \frac{1}{R_r + p \frac{1}{\omega_s} \sigma L_r} = \frac{1/R_r}{1 + p(\frac{\sigma L_r}{\omega_s R_r})} \quad (5.12)$$

Donde p es la variable compleja de la transformada de Laplace.

Tomando un controlador PI, la Figura 5.4 muestra el diagrama de bloques del sistema de control de las corrientes del rotor.

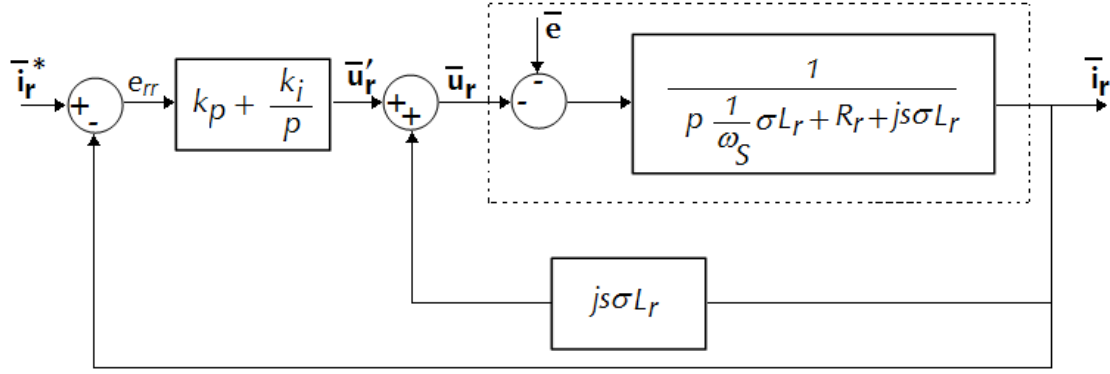


Figura 5.4. Diagrama de bloques del sistema de control de corriente sin considerar la perturbación \bar{e} .

A partir de la figura anterior se observa que la ley de control puede ser definida como:

$$-\bar{\mathbf{u}}_r = k_p \mathbf{e}_{rr} + k_i \int \mathbf{e}_{rr} dt + js\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r \quad (5.13)$$

Donde \mathbf{e}_{rr} es la señal de error, k_p es la ganancia proporcional del controlador, k_i es la ganancia integral del controlador y el término $js\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r$ se añade para desacoplar las componentes de la corriente del rotor.

La influencia de los términos de acoplamiento en la ecuación (5.9) es de un orden de magnitud menor que la tensión detrás de la reactancia [85], y puede disminuirse agregándose en la ley de control, tal y como se muestra en la ecuación (5.10). Pero la tensión detrás de la reactancia, que se supone que es una perturbación en el lazo de control, crea un error en régimen estacionario que es compensado por los controladores PI. Una manera de eliminar el acoplamiento es añadir en la *ley de control* un término de compensación de la tensión estimada detrás de la reactancia [72], [84], [85]. Entonces (5.8) queda como:

$$-\bar{\mathbf{u}}_r = \bar{\mathbf{u}}_r' + js\sigma L_r \dot{\mathbf{i}}_r + js \frac{L_m^2}{L_s} i_{ms} \quad (p.u) \quad (5.14)$$

La dinámica de la corriente del rotor de la ecuación de la tensión del rotor es igual a:

$$\dot{\bar{\mathbf{u}}}_r = R_r \dot{\mathbf{i}}_r + \frac{\sigma L_r}{\omega_s} \frac{d\dot{\mathbf{i}}_r}{dt} \quad (p.u) \quad (5.15)$$

En la Figura 5.5 se observa el diagrama de bloques de todo el sistema de control.

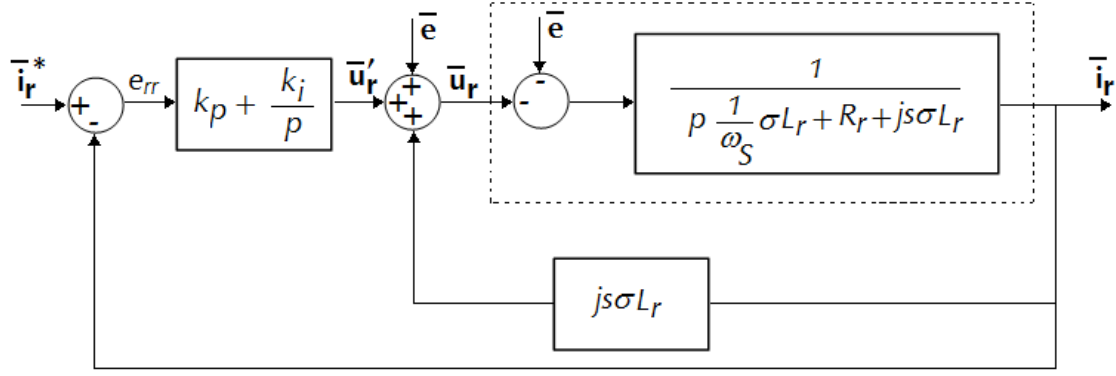


Figura 5.5. Diagrama de bloques del sistema de control de corriente considerando la perturbación \bar{e} .

Como se observa en la Figura 5.5, al regular la tensión aplicada al rotor se controla también la corriente en este último. Si descomponemos la ecuación (5.15):

$$\begin{aligned} u'_{dr} &= R_r i_{dr} + \frac{\sigma L_r}{\omega_s} \frac{di_{dr}}{dt} \\ u'_{qr} &= R_r i_{qr} + \frac{\sigma L_r}{\omega_s} \frac{di_{qr}}{dt} \end{aligned} \quad (5.16)$$

Al controlar las componentes de tensión en el rotor, y a partir de (5.16), es posible regular la potencia activa del estator o el par y la potencia reactiva del estator.

La potencia activa y reactiva cedida por el estator queda expresada de las siguientes formas:

$$P_s = u_{qs} i_{qs} = \left| \bar{\mathbf{u}}_s \right| \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \quad (p.u) \quad (5.17)$$

$$Q_s = u_{qs} i_{ds} = u_{qs} \frac{L_m}{L_s} (i_{ms} - i_{dr}) = - \left| \bar{\mathbf{u}}_s \right| \frac{L_m}{L_s} (i_{ms} - i_{dr}) \quad (p.u) \quad (5.18)$$

Para regular la potencia activa o par electromagnético se utiliza la ecuación (5.17). Al controlar la componente de la tensión del rotor en el eje de cuadratura (u_{qr}) se ajusta el valor de la componente de la corriente del rotor (i_{qr}). De esta forma se regula la potencia activa o el par. Para determinar la consigna de la corriente (i_{qr}^*) se utiliza el criterio de regulación denominado «seguimiento de máxima potencia» [68], [74], [75] cuando la turbina funciona por debajo de la velocidad nominal del viento (ver apéndice D). Por otro lado, cuando la turbina eólica trabaja a carga total, es decir, por encima de la velocidad

nominal del viento, la estrategia de regulación consiste en limitar la potencia total generada por la turbina eólica para no sobrecargar eléctricamente al generador y mecánicamente al rotor de la turbina, así como a la torre de apoyo. Esto se lleva a cabo a través de un control del paso de pala (*pitch controller*).

Para regular la *potencia reactiva* se utiliza la ecuación (5.18). Para ello se controla la componente de la tensión del rotor en el eje directo (u_{dr}) que ajusta la componente de la corriente del rotor (i_{dr}). De este modo se regula la potencia reactiva del GADA, ya que la corriente magnetizante (i_{ms}) es impuesta por la tensión del estator.

En este estudio la consigna de la variable de control (i_{qr}) se determina con un lazo externo de control del par electromagnético. Este lazo consiste en controlar de manera indirecta la velocidad de la turbina al generar la referencia de par eléctrico (T_e^*) midiendo la velocidad de giro (ω) [70]. Al considerar las ecuaciones de las componentes del vector de flujo del estator y del vector de la corriente del estator orientado al flujo del estator, la expresión del par eléctrico es igual a:

$$T_e = \frac{L_m^2}{L_s} i_{qr} i_{ms} \quad (p.u) \quad (5.19)$$

En la ecuación (5.19) el par del generador depende exclusivamente de la componente en cuadratura de la corriente del rotor, ya que la corriente de magnetización permanece constante. En la Figura 5.6 se muestra el diagrama de control completo con los lazos de corriente del rotor y el lazo exterior de control de par.

Como la planta controlada es de primer orden, el 10%-90% del tiempo de subida t_r está relacionado con α_a a través de $t_r = \ln \frac{9}{\alpha_a}$. De este modo, para un tiempo de subida determinado se produce un ancho de banda deseado calculando implícitamente los parámetros del controlador.

La estructura del IMC es considerada como un caso especial de una estructura clásica de control [87], [88]. Entonces se define un controlador $F(p)$ que relacione el modelo interno con el controlador $C(p)$:

$$F(p) = \left[1 - \frac{\alpha_a}{p + \alpha_a} \mathbf{I} \right]^{-1} G^{-1}(p) \frac{\alpha_a}{p + \alpha_a} = \frac{\alpha_a}{p} G^{-1}(p) \quad (5.22)$$

Comparándolo con el controlador PI estándar se obtiene:

$$F(p) = k_p + \frac{k_i}{p} = \frac{\alpha_a}{p} G^{-1}(p) \quad (5.23)$$

Donde k_p es la ganancia proporcional, y k_i es la ganancia integral de los controladores de corriente, tal y como se señaló en la ecuación (5.13): Por lo tanto, las dos ganancias serán [86], [87]:

$$\begin{aligned} k_p &= \frac{1}{\omega_s} (\alpha_a \sigma L_r) \\ k_i &= \alpha_a R_r \end{aligned} \quad (5.24)$$

Se puede concluir que el método para el diseño del controlador utilizando IMC es prácticamente igual al método de diseño de un controlador PI estándar, con la excepción de reducir el cálculo de los dos parámetros de un controlador PI estándar (para el ajuste o sintonización) a un solo parámetro: el ancho de banda deseado α_a .

5.3. Principio de Control del GADA en modo aislado

Cuando el GADA se conecta a una red eléctrica, ésta impone una tensión y frecuencia constante en el estator sin importar la velocidad en el eje de la máquina [70], [72]. De este modo, el flujo en el estator queda determinado por la tensión en los terminales de la máquina. Por el contrario, cuando la máquina funciona en *modo aislado*, el flujo del estator

es determinado ajustando la corriente de magnetización mediante el convertidor del rotor para inducir una tensión en los bornes de la máquina [68], [73].

La tensión en el estator y la frecuencia están relacionados, aproximadamente, de acuerdo a la ecuación (5.1) [91], [92].

$$U_s \approx \omega_s \Psi_s \quad (5.25)$$

Donde Ψ_s es la magnitud del enlace de flujo en el estator, U_s es la magnitud de la tensión de fase del estator y ω_s representa la frecuencia angular de la tensión de red.

En modo aislado no es posible encontrar el flujo con la ecuación (5.25), ya que inicialmente no existe tensión en el estator. Una vez predeterminado el flujo en el estator se utiliza (5.25) para fijar la magnitud de la tensión.

Una manera de solucionar este problema es hallar, dentro del sistema de control examinado en el apartado anterior, la variable adecuada para controlar el flujo del estator, y así mantener constante la tensión sin tener en cuenta la operación del generador. Por consiguiente, se necesita introducir de manera explícita en el controlador del rotor una referencia del enlace de flujo del estator para mantener *la tensión en el estator*.

Partiendo de las ecuaciones dinámicas del modelo del GADA en un marco de referencia síncrono, se buscará la *ley de control* para controlar el flujo en el estator y la tensión.

A partir de (5.5) se tiene:

$$i_{qr} = -\frac{L_s}{L_m} i_{qs} \quad (p.u) \quad (5.26)$$

Utilizando (5.26) y (5.2) en (5.1) se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{L_s}{R_s} \frac{1}{\omega_{base}} \frac{di_{ms}}{dt} + i_{ms} &= i_{dr} - \frac{1+\sigma_s}{R_s} u_{ds} \\ \frac{L_s}{R_s} i_{ms} &= i_{qr} - \frac{1+\sigma_s}{R_s} u_{qs} \end{aligned} \quad (p.u) \quad (5.27)$$

Donde $\sigma_s = \frac{L_s - L_m}{L_m}$ es el factor de dispersión en el estator.

En la ecuación (5.27) se observa que es posible controlar i_{ms} a través de i_{dr} . La influencia de u_{ds} es pequeña y puede ser vista como una perturbación dentro de la acción de control en el controlador del rotor. En la Figura 5.7 se muestra el lazo de control para la corriente de magnetización.

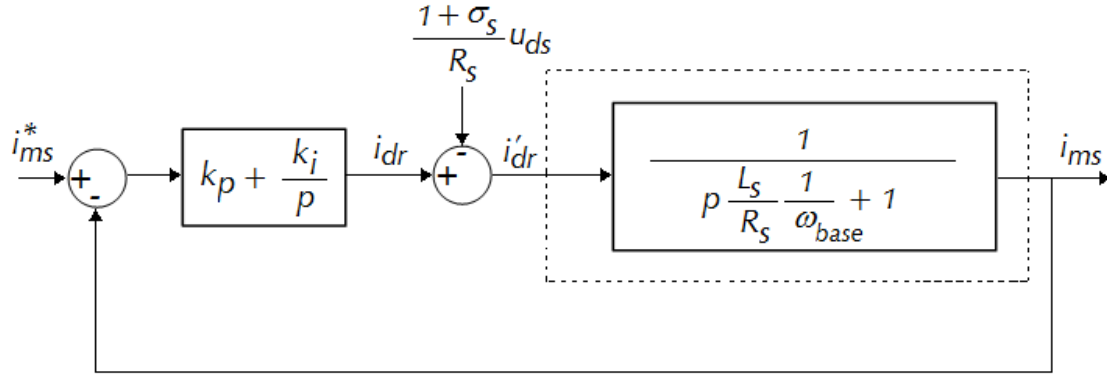


Figura 5.7. Sistema de control de la corriente magnetizante.

Controlando la corriente de magnetización del estator se puede determinar la tensión en los terminales del generador de acuerdo a la frecuencia deseada que, en nuestro caso, es 50Hz.

En modo aislado la frecuencia depende de la característica de la carga [92]. Para cierta velocidad del viento, y de acuerdo a la estrategia de seguimiento de máxima potencia, la potencia de salida del generador es conocida. Este valor se denota como P_g . Con esta potencia, y considerando el flujo de enlace del estator $|\Psi_s|$, la tensión en el estator $|\mathbf{U}_s|$ y la frecuencia ω_s , se pueden relacionar con la característica de carga para una carga pasiva R y L. Por lo tanto, la potencia activa y reactiva del generador en función de la tensión y frecuencia está dada por la ecuación (5.28) y (5.29) en régimen estacionario:

$$P_g = \frac{U_s^2}{R^2 + (\omega_s L)^2} R \quad (5.28)$$

$$Q_g = \frac{U_s^2}{R^2 + (\omega_s L)^2} (\omega_s L) \quad (5.29)$$

Reemplazando la ecuación (5.25) en (5.28) se obtiene la frecuencia y la tensión en función de la característica de carga:

$$\omega_s = \sqrt{\frac{P_g R^2}{\Psi_s^2 R + P_g L^2}} \quad (5.30)$$

$$U_s = \sqrt{\frac{P_g R^2 \Psi_s^2}{\Psi_s^2 R + P_g L^2}} \quad (5.31)$$

Las ecuaciones (5.30) y (5.31) indican cómo la frecuencia y la tensión del estator, en régimen estacionario, están en función de la potencia generada por la máquina (P_g), del flujo del estator (Ψ_s) y de las características de la carga (R y L).

Es preciso estimar la frecuencia del sistema para el funcionamiento del GADA en modo aislado. Se puede utilizar un estimador de frecuencia para estimar el ángulo y la frecuencia de una señal de entrada, siendo ésta, por ejemplo, la frecuencia síncrona ω_s y su correspondiente ángulo θ_s . El estimador de frecuencia utilizado en este trabajo está descrito en [93], [94], y es definido como un lazo de seguimiento de fase en cuadratura QPLL (*Quadrature Phase Locked Loop*). Este estimador parte principalmente de la estructura de un lazo de seguimiento de fase (*Phase Locked Loop*) pero, a diferencia de un PLL convencional, el QPLL estima las componentes de fase y la cuadratura de la señal fundamental de entrada. El QPLL estima, de esta manera, la frecuencia. La amplitud y el ángulo de fase no están directamente estimados por el QPLL, sino a través de cálculos adicionales.

En la Figura 5.8 se muestra un PLL convencional. La diferencia de fase entre el ángulo de la señal de entrada y el ángulo de la señal de salida se mide a través de un detector de fase (PD) y se filtra a través de un filtro (LF). La señal de salida generada es producida por un oscilador de tensión controlado (VCO).

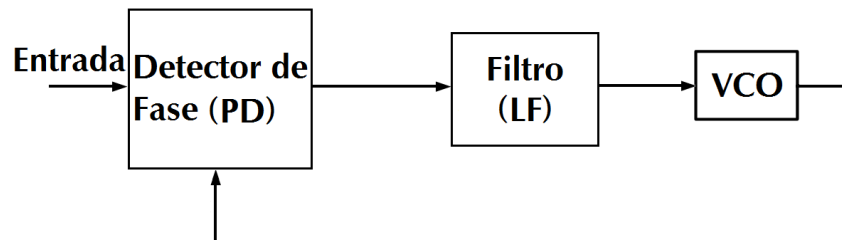


Figura 5.8. Diagrama de bloques de un PLL convencional.

El detector de fase (PD) multiplica la entrada para generar una señal con componente de baja frecuencia. Este componente es proporcional a la diferencia de fase. El filtro (LF) filtra

las componentes de alta frecuencia y provee el error apropiado al oscilador (VCO), que utiliza el error para medir las variaciones de fase. Si hay algún cambio en el ángulo de fase o frecuencia en la señal de entrada, éste produce una desviación desde cero en la señal de error. Para volver de nuevo a este valor, el lazo de control regula la desviación introduciendo una variación apropiada en la frecuencia del oscilador (VCO). El VCO genera una oscilación cuya frecuencia es igual a la señal de entrada, y necesita una buena estimación de la frecuencia (*derivada* del ángulo de fase) de la señal de entrada para operar de manera satisfactoria. Aunque la señal de salida del LF está filtrada, la señal sigue siendo finalmente una función no lineal de la *diferencia de fase*. Esto significa que el tiempo de derivación del ángulo de fase es aproximadamente una función no lineal de la diferencia de fase en un PLL convencional. Para desviaciones muy pequeñas en la diferencia de fase, esta función no lineal puede, de manera aproximada, linealizar sus términos. Por lo tanto, se puede utilizar el PLL dentro de un sistema de control lineal, aunque las variaciones largas y bruscas en la frecuencia de la señal de entrada pueden no ser seguidas por el PLL de manera satisfactoria. Se puede utilizar el QPLL para mejorar esta desventaja.

El QPLL genera la componente fundamental de la señal de entrada a través de la estimación de las amplitudes de fase y en cuadratura, así como las variaciones de frecuencia o de ángulo en la señal de entrada. En la Figura 5.8 se muestra la estructura del QPLL.

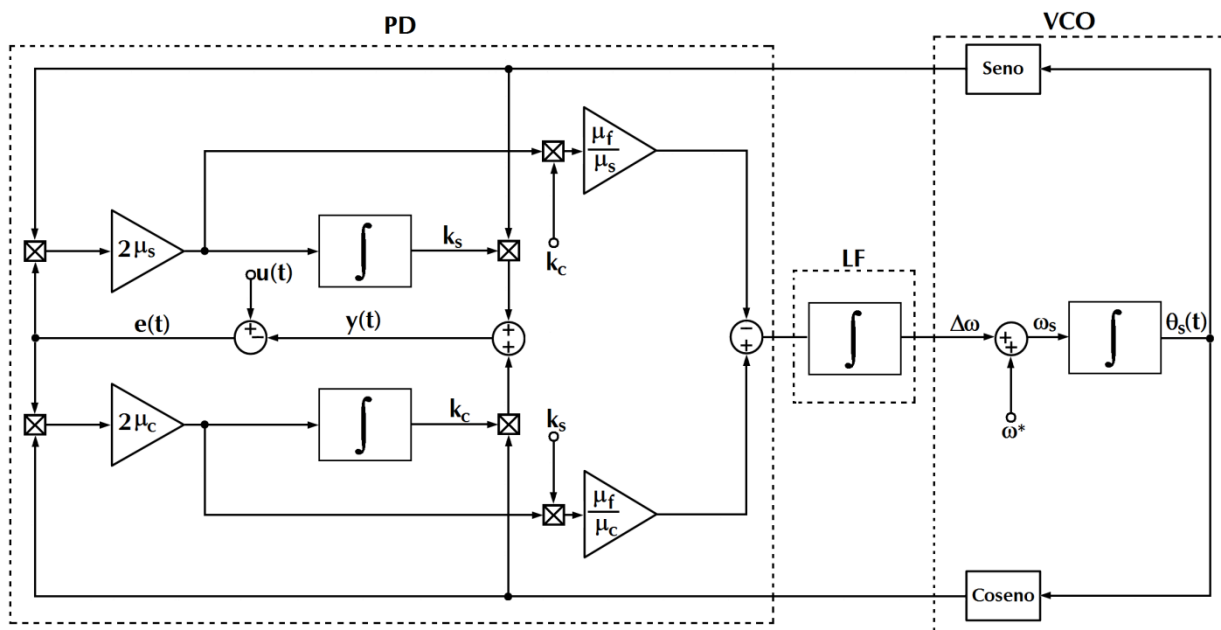


Figura 5.9. Diagrama de bloques del seguidor de fase en cuadratura QPLL.

La estructura del QPLL se basa en aplicar el método del gradiente descendiente [94]. A la salida del diagrama de bloques $y(t)$ considera la suma de las dos componentes: en fase y en cuadratura de la señal de salida. De este modo:

$$y(t) = k_s(t)\sin\theta_s(t) + k_c(t)\cos\theta_s(t) \quad (5.32)$$

La ecuación (5.32) es estimada a partir de la componente fundamental de la señal de entrada. Por lo tanto, se tiene un error igual a:

$$e(t) = u(t) - y(t) \quad (5.33)$$

Este error se utiliza para estimar adaptativamente las amplitudes en cuadratura $k_s(t)$ y en fase $k_c(t)$, así como el ángulo de fase $\theta_s(t)$. El QPLL calcula la derivada de esas variables y las integra para producir la señal de salida. De este modo, la frecuencia de la señal de entrada es estimada por el QPLL, y es igual a la derivada del ángulo de fase:

$$\omega_s = \frac{d\theta_s(t)}{dt} \quad (5.34)$$

El proceso de la detección de la fase es totalmente diferente al utilizado por un PLL convencional. La estructura sofisticada del detector de fase (PD) en el QPLL le permite estimar directamente el *tiempo de derivación* del ángulo de fase de la componente deseada de la señal de entrada. La principal desventaja estructural de un PLL convencional es la dependencia no lineal del error ($e(t)$) con la diferencia de fase, la cual es prevenida en la estructura del QPLL, ya que el VCO sólo manipula una señal igual a la variación de fase.

Los parámetros μ_s , μ_c , y μ_f que se observan en el diagrama de bloques de la Figura 5.9 controlan el comportamiento del QPLL. Se corresponden a las amplitudes de fase ($k_c(t)$), a la cuadratura ($k_s(t)$) y a la frecuencia (ω_s), respectivamente. Las ganancias $K_a = 2\mu_s = 2\mu_c$ que se muestran en la Figura 5.9 controlan la velocidad de convergencia de las respuestas de las amplitudes, mientras que $K_f = \frac{\mu_f}{\mu_s} = \frac{\mu_f}{\mu_c}$ controla la respuesta de frecuencia. Las constantes de tiempo del QPLL son proporcionales a:

$$\begin{aligned}\tau_a &= \frac{1}{K_a} \\ \tau_f &= \frac{1}{K_f}\end{aligned}\tag{5.35}$$

La constante de tiempo τ_f introduce el retardo necesario en el control del GADA para obtener una *reserva rodante* en la máquina o, lo que es lo mismo, para relacionar la dinámica de los controladores de los lazos de corriente con la respuesta inercial del sistema mecánico turbina-generator.

En la Figura 5.10 se muestran las respuestas del QPLL ante un cambio en la frecuencia.

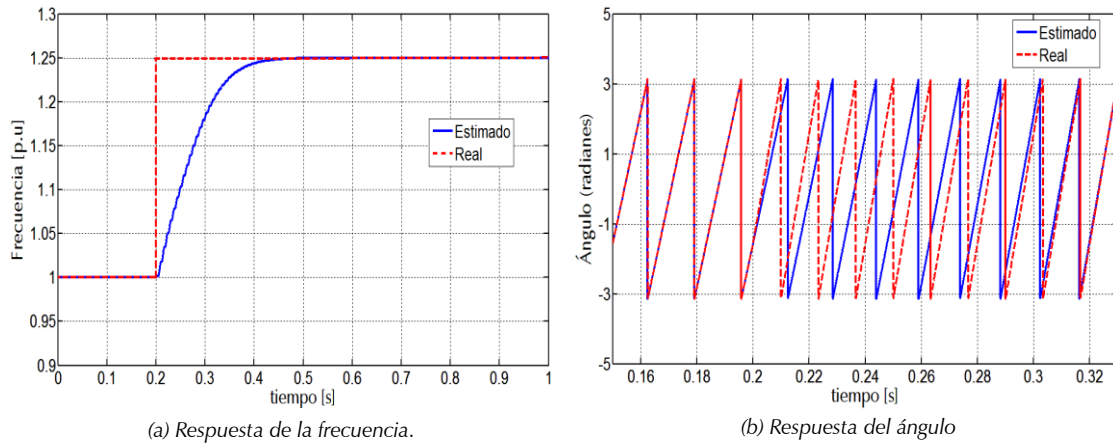


Figura 5.10. Respuesta del seguido de fase en cuadratura QPLL.

En la Figura 5.10 se observa que el QPLL se comporta como un controlador de primer orden $G_f(p) = (1 / (1 + p\tau_f))$. Este controlador permite ajustar, a través de la constante τ_f , la respuesta inercial del GADA.

En la Figura 5.11 se observa el esquema de control completo para el GADA operando en modo aislado.

Análisis de la operación en modo aislado del GADA

En la literatura se presenta la operación en modo aislado del GADA con el propósito de mantener la tensión y frecuencia en los bornes de la máquina [68], [73]. En este apartado se mantiene la misma filosofía de control en modo aislado, con la excepción de que no se incluye el control de la tensión y la frecuencia, que será asumido por el rectificador del HVdc. El generador sólo incluirá dentro de su operación de control: *generar la energía que es entregada por el viento*.

En la Figura 5.11 se simula un generador en modo aislado conectado a una carga pasiva RL en estrella. Para ello se ha utilizado el programa informático Matlab 7.0/Simulink® 4.1.

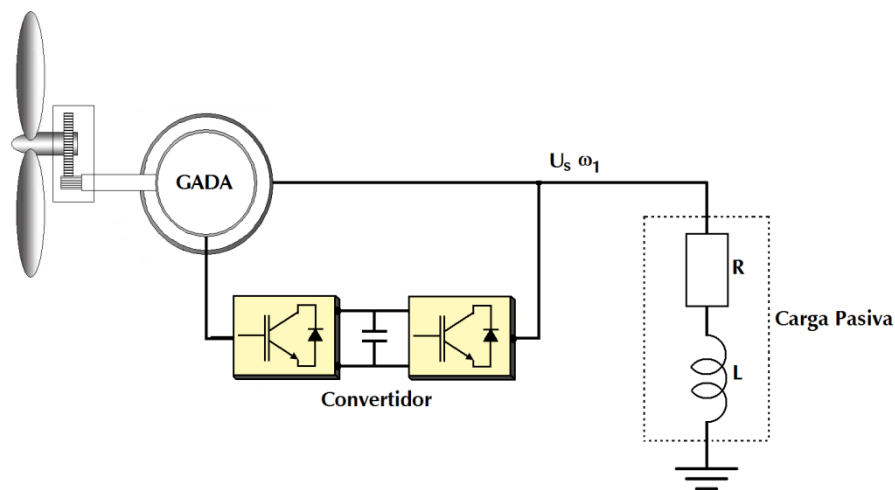


Figura 5.12. Esquema unifilar del GADA conectado a una carga pasiva RL.

La carga pasiva es de 1.2 MVA con un factor de potencia de 0.99 en atraso. La velocidad del viento incidente en la turbina para generar esta potencia es de $v_n = 11.57 \text{ m/s}$. Se han utilizado dos escenarios para analizar la respuesta del control en modo aislado del GADA:

- Cambio en la velocidad del viento.
- Cambio en la carga pasiva.

Cambio en la velocidad del viento

En este escenario se disminuye la velocidad del viento incidente en la turbina en un 10% de su valor nominal para $t=1\text{s.}$, y regresa a su valor nominal en $t=10\text{s.}$

Tal y como se muestra en la Figura 5.13, cuando disminuye la velocidad del viento la tensión en los terminales del GADA (U_s) también disminuye, debido al cambio en la frecuencia (ω_s), aunque el flujo en el estator se mantiene constante, como se observa en la variable de la corriente de magnetización (i_{ms}). El sistema de control sigue el cambio que impone la velocidad del viento en la turbina, pero no trata de controlar el nivel de tensión.

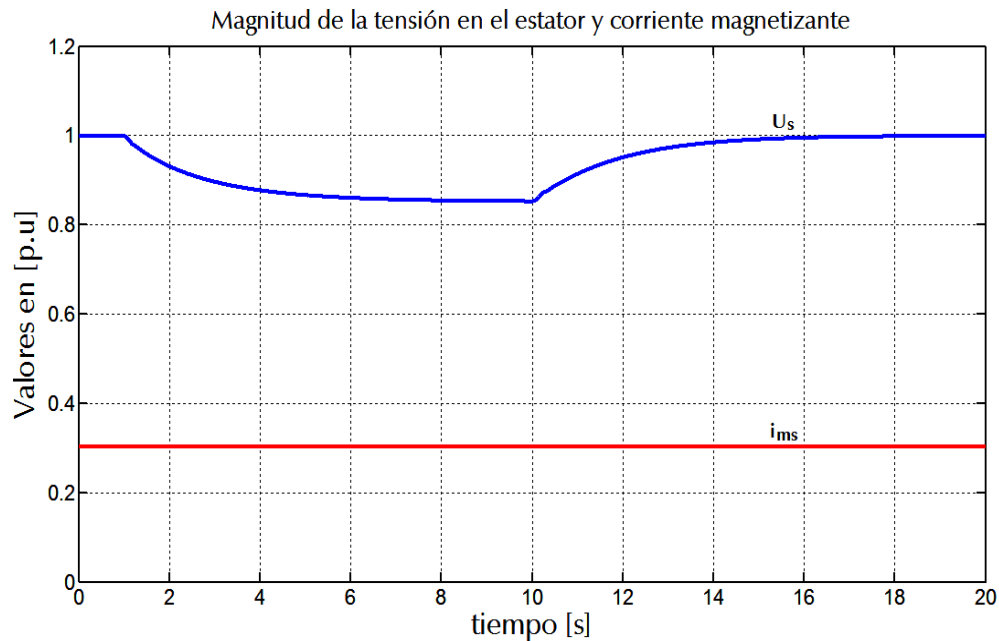


Figura 5.13. Respuesta en el GADA modo aislado ante cambio en la velocidad del viento: U_s tensión en el estator y i_{ms} corriente de magnetización.

Al prefijar la referencia de la corriente de magnetización (i_{ms}^*) en el lazo de control de la Figura 5.11, la corriente magnetizante realimentada (i_{ms}) sigue a esa referencia sin verse afectada por los cambios en la velocidad del viento.

Este cambio en la frecuencia (ω_s) significa que la potencia activa también debe cambiar para que haya una respuesta inercial de la máquina. En la Figura 5.14 se muestran las potencias del GADA, así como la frecuencia. Se observa además la reducción y recuperación de la frecuencia con los cambios del viento incidente en la turbina.

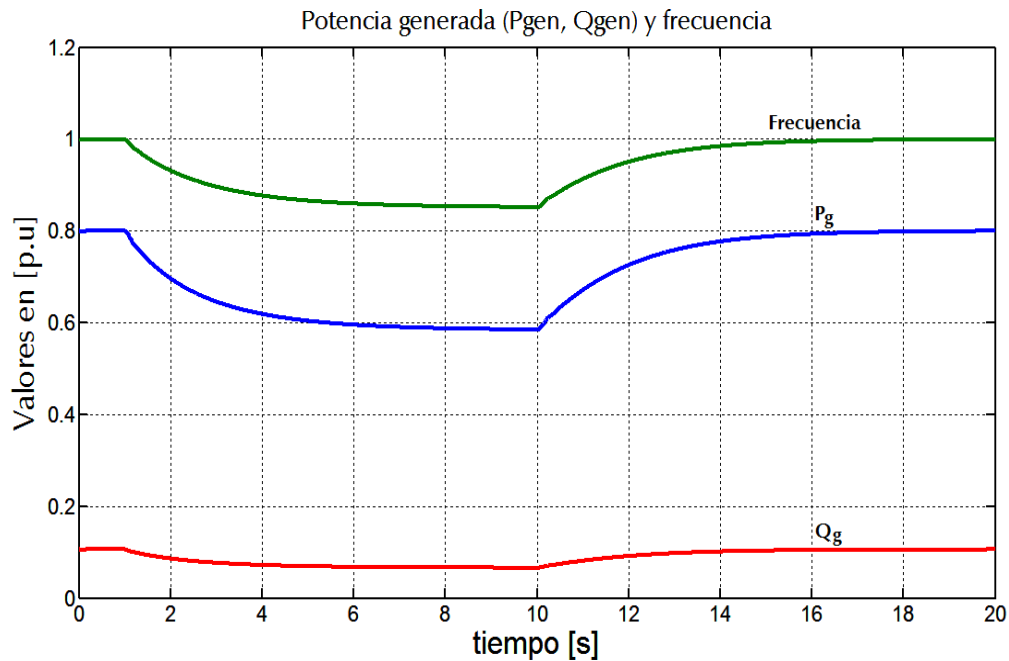


Figura 5.14. Respuesta en el GADA modo aislado ante cambio en la velocidad del viento: P_g potencia activa, Q_g potencia reactiva y la frecuencia en el sistema.

Como la velocidad de giro del aerogenerador cambia debido a la velocidad del viento, la velocidad de deslizamiento en el rotor (ω_r) también cambia, pero de manera no pronunciada, tal y como se observa en la Figura 5.15. Todo el cambio para que se cumpla la relación $\omega = \omega_s + \omega_r$ queda reflejado en la velocidad del estator (ω_s), esto es: la respuesta mecánica es más pronunciada en el GADA ante los cambios de la velocidad del viento.

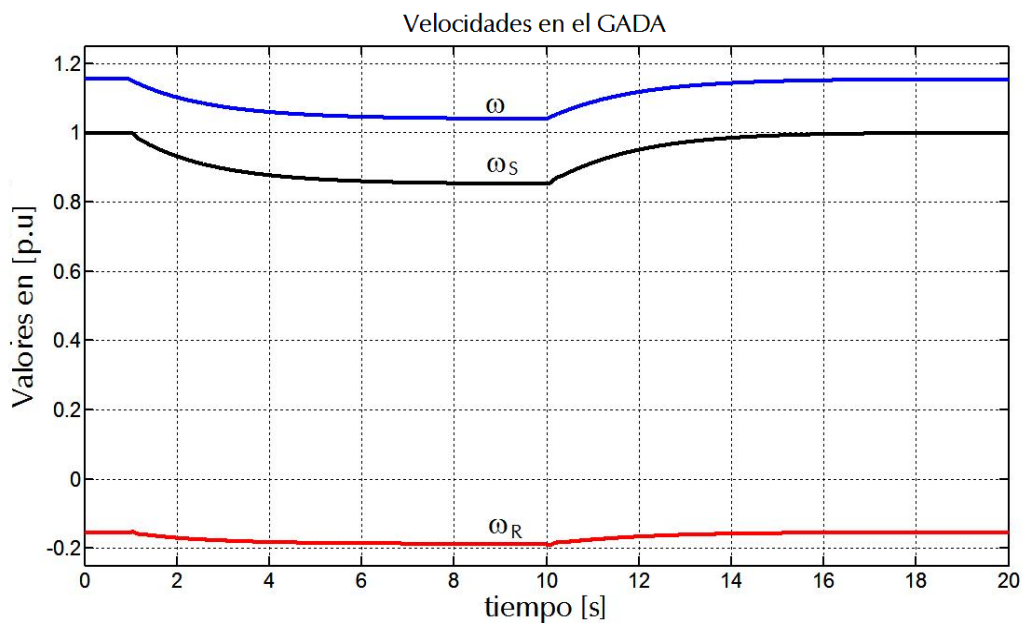


Figura 5.15. Velocidades angulares en el GADA modo aislado ante cambio en la velocidad del viento: ω velocidad del rotor, ω_s velocidad en el estator y ω_r velocidad de deslizamiento.

Por último, en la Figura 5.16 se observa cómo la componente u_{qr} de la tensión del rotor cambia de magnitud con respecto a la potencia generada por la aeroturbina.

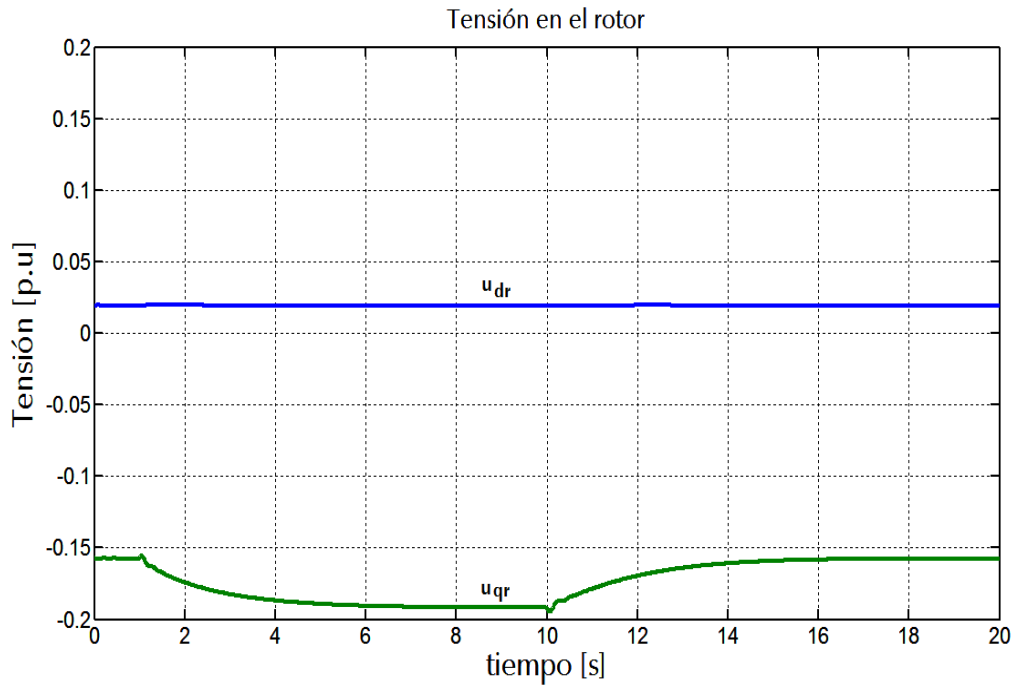


Figura 5.16. Respuesta en el GADA modo aislado ante cambio en la velocidad del viento: u_{dr} componente en el eje d de la tensión del rotor y u_{qr} componente en el eje q de la tensión del rotor.

Al aplicar el control vectorial en el GADA, y al llevar todas las variables de la máquina a un marco solidario al vector del flujo del estator, se encuentra que la potencia activa y reactiva en el estator están en función de las componentes de corriente en el rotor i_{qr} e i_{dr} , tal y como se vio en las ecuaciones (5.17) y (5.18).

Como el balance de potencia activa y reactiva en los bornes del GADA es igual a:

$$\begin{aligned} P_g &= P_s + P_a \\ Q_g &= Q_s \end{aligned} \quad (p.u) \quad (5.39)$$

Donde P_a es la potencia entregada por el convertidor conectado a la red, P_s es la potencia del estator y Q_s es la potencia reactiva del estator.

Al disminuir u_{dr} y $|\bar{\mathbf{u}}_s|$ disminuye la potencia en el estator P_s . Al disminuir esta potencia disminuye la potencia generada en el GADA (P_g) y, por ende, disminuye la componente de la corriente del rotor (i_{qr}). También se observa en la Figura 5.16 una variación en la

componente u_{dr} de la tensión del rotor. En este caso, la potencia reactiva generada disminuye y, al permanecer constante la corriente de magnetización del estator (i_{ms}), aumenta la componente i_{dr} de la corriente del rotor, consiguiendo de esta manera un aumento de la componente u_{dr} de la tensión del rotor.

Cambio en la carga pasiva

En este segundo escenario para el generador en modo aislado hay una disminución en la carga igual a la mitad de su valor inicial en el instante $t=1s$, para regresar a su valor inicial en $t=3s$. La velocidad del viento incidente en la turbina se mantiene constante para este escenario.

En la Figura 5.17 se muestran el módulo de tensión en el estator y la corriente de magnetización. Se observa cómo la tensión U_s aumenta de magnitud $t=1s$. Este aumento se debe principalmente al cambio en las características de la carga, y no a la potencia entregada por el viento, que después de la perturbación permanece constante, tal y como se muestra en la Fig. 5.17. Igual que en el caso anterior, la corriente magnetizante (i_{ms}) se mantiene constante.

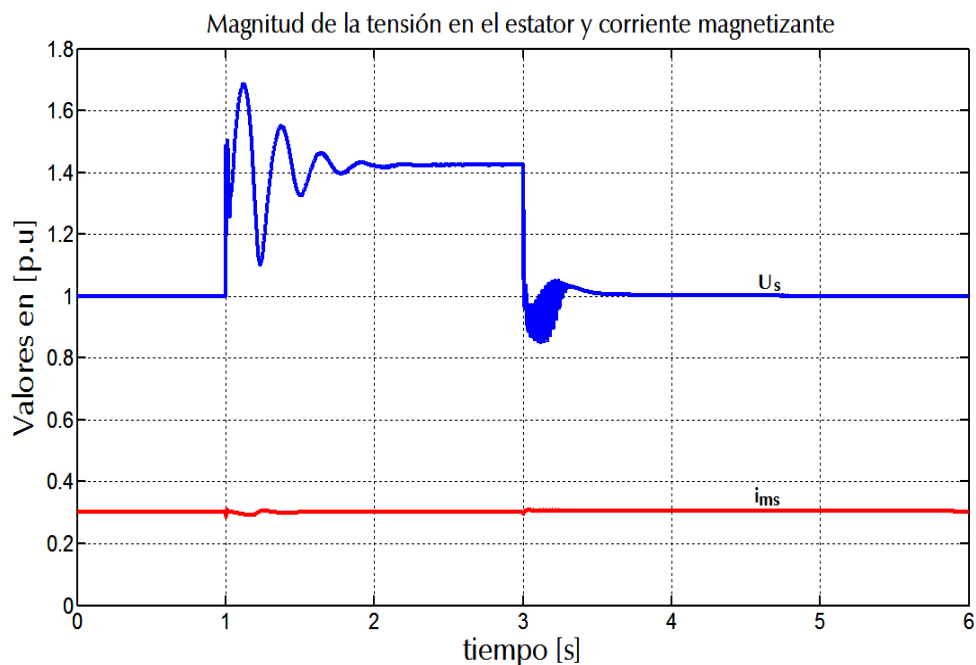


Figura 5.17. Respuesta en el GADA modo aislado ante cambio en la carga pasiva: U_s tensión en el estator y i_{ms} corriente de magnetización.

El efecto que produce el cambio de la carga es un aumento en la frecuencia, como se observa en la Figura 5.18, lo que hace que se incremente la frecuencia (ω_s) de la máquina.

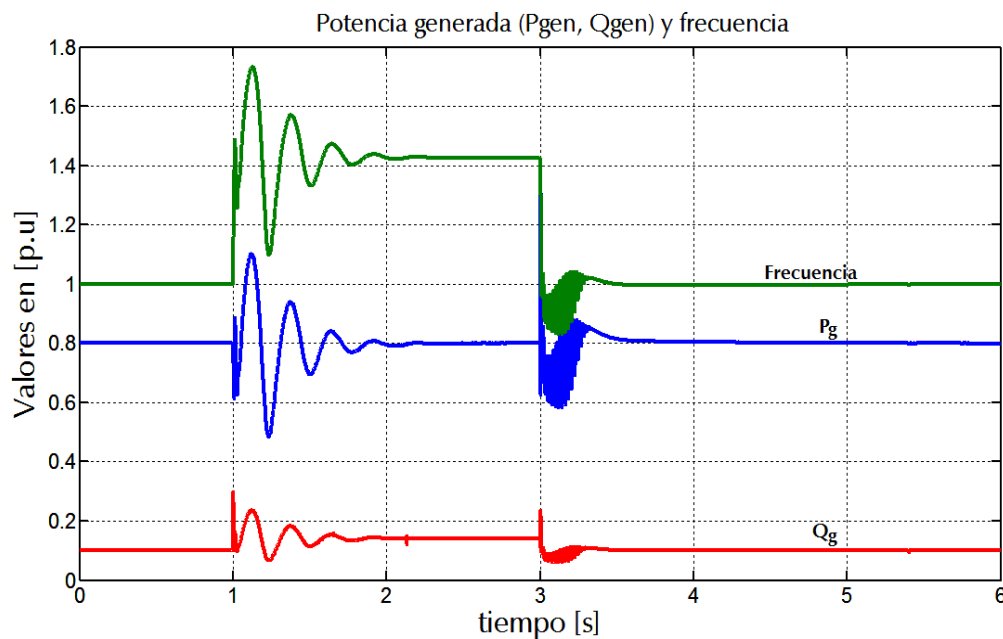


Figura 5.18. Respuesta en el GADA modo aislado ante cambio en la carga pasiva: P_g potencia activa, Q_g potencia reactiva y la frecuencia en el sistema.

En la Figura 5.18 también se observa la respuesta inercial que resulta de este aumento de la frecuencia cuando en $t=1s$ la potencia activa P_g disminuye instantáneamente para luego regresar a su valor inicial, ya que la velocidad del viento se mantiene constante. En $t=3s$ la potencia activa aumenta instantáneamente, a diferencia de la frecuencia, que disminuye. El cambio en la potencia es el resultado de la energía cinética liberada en ambos instantes de tiempo produciendo un cambio en la frecuencia (ω_s) de la máquina. Si el GADA no fuese sensible a estos cambios, no habría respuesta inercial.

Sin embargo, la velocidad de giro del aerogenerador se mantiene casi constante en toda la simulación. En la Figura 5.19 se observan ligeros cambios de velocidad de giro del rotor (ω). Para que se cumpla la relación $\omega = \omega_s + \omega_r$, todo el cambio queda reflejado en la velocidad de deslizamiento del rotor o, lo que es lo mismo, una respuesta eléctrica pronunciada del GADA ante los cambios de la carga pasiva. Para mostrar los cambios en las velocidades del GADA, en la Figura 5.19 se han superpuesto las tres gráficas con diferentes escalas en la ordenada.

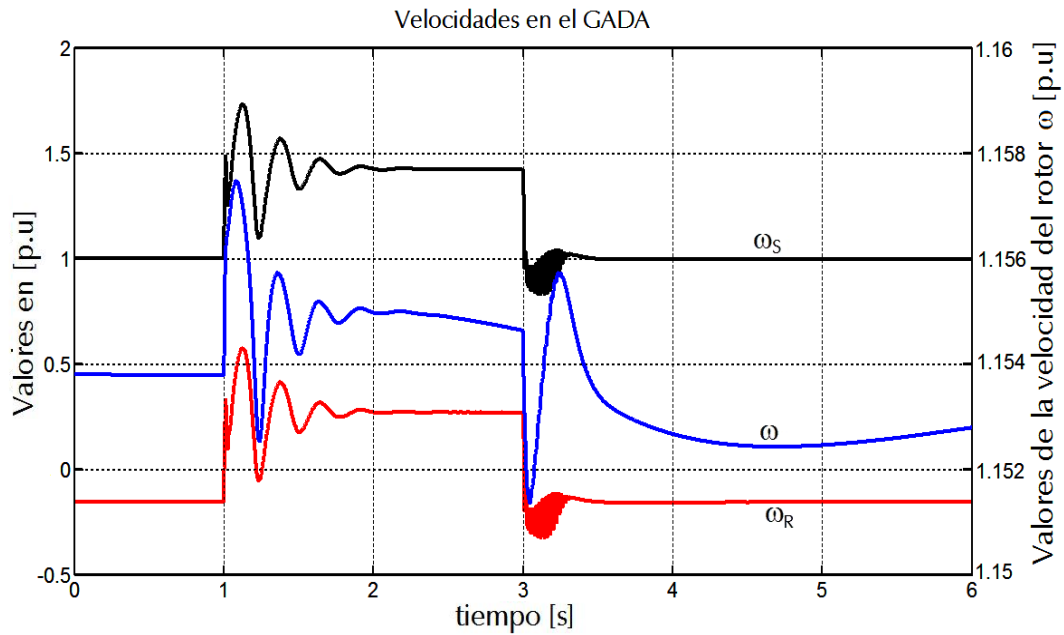


Figura 5.19. Velocidades angulares en el GADA modo aislado ante cambio en la carga pasiva: ω velocidad del rotor, ω_s velocidad en el estator y ω_R velocidad de deslizamiento.

En la Figura 5.20 se muestra la respuesta en la tensión del rotor. El sistema de control trata de compensar los cambios introducidos por la carga, de tal forma que varía la tensión en el rotor y hace que la potencia entregada por el generador se iguale a la potencia demandada por la carga.

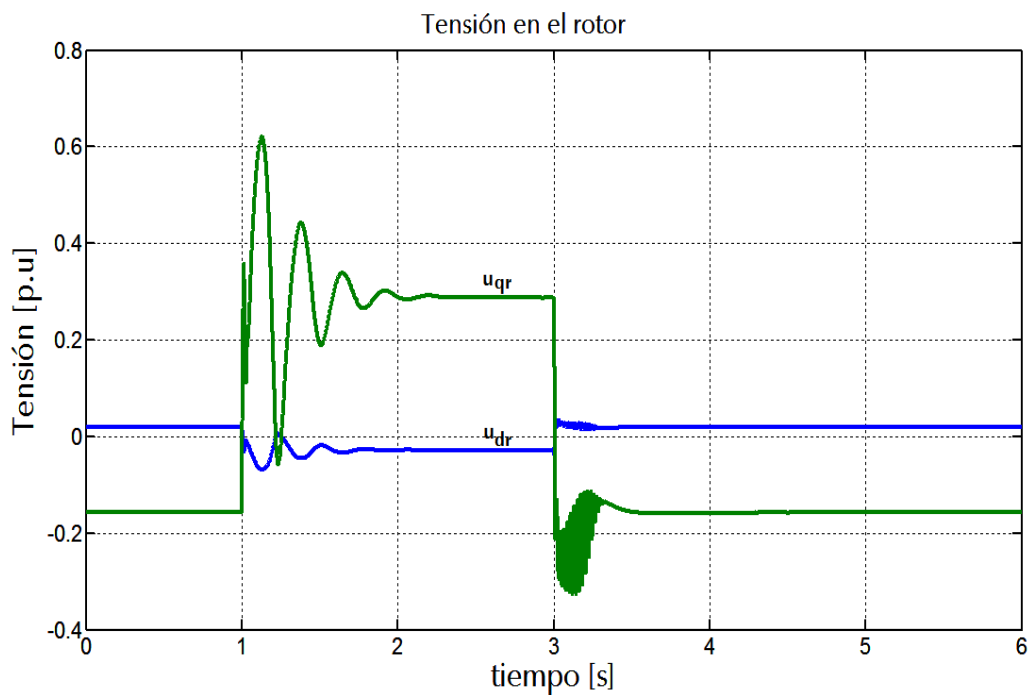


Figura 5.20. Respuesta en el GADA modo aislado ante cambio en la carga pasiva: u_{dr} componente en el eje d de la tensión del rotor y u_{qr} componente en el eje q de la tensión del rotor

La respuesta inercial observada en ambos casos resulta de los parámetros seleccionados en el seguidor de fase en cuadratura QPLL. La relación entre estos parámetros y la sensibilidad en la velocidad rotacional o par electromagnético dota al GADA de la respuesta inercial necesaria para poder diseñar un sistema coordinado de control entre el GADA y el enlace HVdc-LCC.

5.4. Principio de Control en el enlace HVdc

El objetivo de este apartado es mostrar la configuración del HVdc que debe ser conectado con el parque eólico *offshore* basado en el modelo agregado del GADA [74]. Tal y como se mostró en el capítulo 4, el HVdc tendrá una configuración bipolar con arreglo de 12 pulsos y retorno metálico. En este modelo se asume que el inversor trabaja con una tensión continua constante, y los armónicos serán despreciados. Se contará con filtros en la etapa de alterna, lo que permitirá obtener una forma de onda sinusoidal a la entrada del rectificador. Además, parte de la potencia reactiva necesaria para el funcionamiento del HVdc es entregada por los filtros. En la Fig. 5.21 se presenta, en conjunto, el esquema de conexión del GADA y el enlace HVdc.

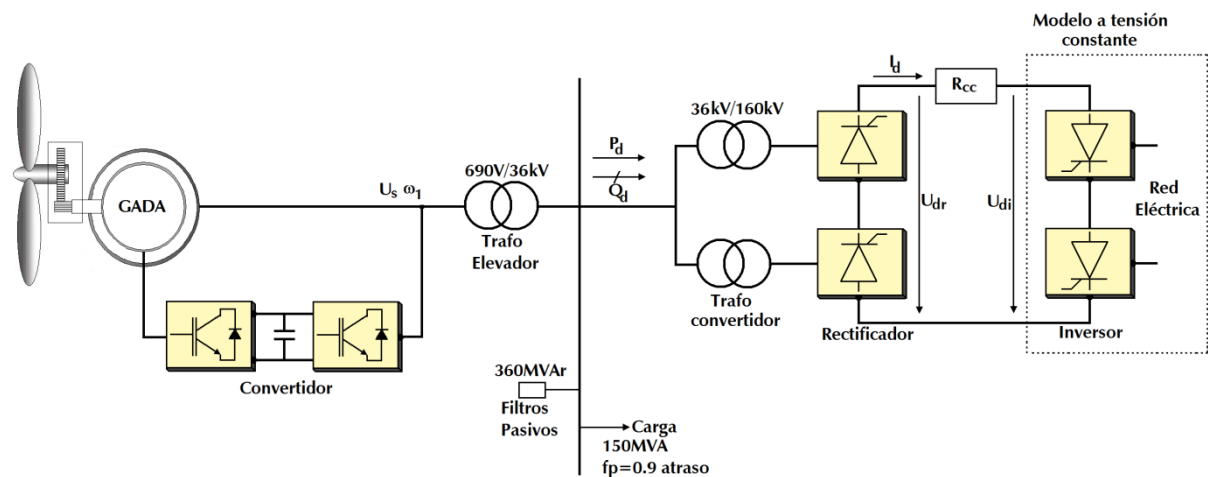


Figura 5.21. Esquema de conexión GADA conectado con un enlace HVdc.

El principio de control en el HVdc es mantener la frecuencia y la tensión en la barra rectificadora (ver Fig. 5.21). La potencia activa y reactiva que transmite el enlace en continua P_d y Q_d se relaciona, en esta barra, con la tensión y la frecuencia.

El HVdc se compone de 2 puentes en serie por cada estación convertidora. Debido a esta configuración de varios puentes en serie, resulta necesario modificar las ecuaciones

(4.4) y (4.5) de la tensión en continua U_{d0r} , así como la resistencia de conmutación R_c , respectivamente, para representar el número de puentes [95], [96], con lo que se obtiene:

$$U_{do} = B \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{LL} \quad (5.39)$$

$$R_c = B \frac{3}{\pi} X_c = B \frac{3}{\pi} \omega_s L_c \quad (5.40)$$

Donde B es el número de puentes en serie. Para este estudio $B=2$.

A partir de las ecuaciones (5.39) y (5.40), y considerando las tensiones en continua en el rectificador U_{dr} y en el inversor U_{di} del HVdc, se halla la corriente en continua I_d .

$$U_{dr} = U_{d0r} \cos \alpha - R_c I_d \quad (5.41)$$

$$I_d = \frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \quad (5.42)$$

Donde R_{cc} es la resistencia del conductor en continua del HVdc.

Sustituyendo la ecuación (5.41) en (5.42), y resolviendo, se obtiene:

$$I_d = \frac{U_{d0r} \cos \alpha - U_{di}}{R_{cc} + R_c} \quad (5.43)$$

Con las ecuaciones (5.41), (5.42) y (5.43) y la ecuación de la potencia activa $P_d = U_{dr} I_d$, se puede hallar una relación entre el ángulo de retraso α , la frecuencia en la barra rectificadora ω_s y la tensión $U_{LL} = \sqrt{3}U_s$. Sustituyendo (5.41) en las ecuaciones anteriores se halla el ángulo de atraso necesario para mantener una frecuencia del sistema deseado en régimen estacionario:

$$\cos \alpha = \frac{P_d R_{cc} + P_d 2 \frac{3}{\pi} \omega_s L_c - 2 \frac{3}{\pi} \omega_s L_s U_{di}}{2 \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \sqrt{3} \Psi_s \omega_s R_{cc}} \quad (5.44)$$

La ecuación (5.44) muestra la relación entre α y ω_s . Si el ángulo de atraso o ignición (α) decrece, es decir, si el instante de disparo en el puente rectificador se adelanta, la

frecuencia (ω_s) disminuye. De igual manera, cuando disminuye el ángulo de atraso (α) también disminuye la tensión en la etapa en alterna para transmitir la misma potencia antes y después del cambio en la tensión.

La ecuación (5.44) es utilizada en régimen estacionario, y no es útil para el control del ángulo de disparo del rectificador del HVdc. Para ello se puede emplear un control con realimentación negativa del ángulo de atraso donde la frecuencia angular del sistema es la referencia [91], [92]. En la Figura 5.22 se muestra el esquema del control.

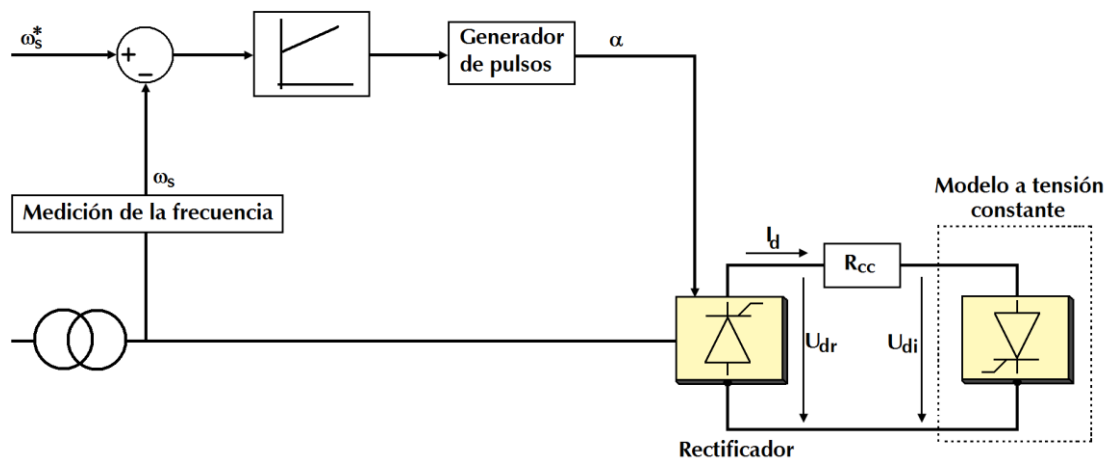


Figura 5.22. Esquema de control del HVdc.

El objetivo del HVdc es mantener la frecuencia constante controlando el ángulo de disparo del rectificador, lo que garantiza el balance entre la potencia generada y la evacuada. El flujo de potencia, que normalmente se ajusta con el ángulo de disparo en un HVdc tradicional, ahora viene determinado por el GADA mediante la curva de seguimiento de máxima potencia y de las condiciones del viento.

Todos estos cambios en la regulación de α hacen que la respuesta del control sea rápida, ya que no existe ningún transitorio mecánico en el proceso de regulación de la frecuencia. Por consiguiente, el flujo de potencia por el enlace HVdc es instantáneo.

5.5. Sistema coordinado entre un parque eólico *offshore* y un enlace HVdc

Una vez diseñados los sistemas de control en el GADA y en el HVdc, se realizarán las simulaciones de los sistemas en conjunto para comprobar la coordinación del control. Para ello se considera un parque eólico *offshore* con capacidad de 801MW y un sistema de transmisión HVdc de 400kV (Figura 5.1).

El modelo del parque eólico *offshore* es implementado utilizando un modelo agregado [74], [97]. El modelo agregado reúne todos los aerogeneradores que conforman el parque eólico en un aerogenerador equivalente. Este modelo considera todas las características dinámicas de los generadores eléctricos, el sistema de acoplamiento turbina-generator y el sistema de conversión aerodinámico de las turbinas en un circuito equivalente [74], [97]. Resulta esencial representar bien estas características para no introducir errores en el estudio.

La potencia activa y reactiva que entrega el parque eólico *offshore* debe coincidir con el modelo agregado. Las ecuaciones de las potencias P_g y Q_g en el modelo agregado son:

$$\begin{aligned} P_g &= \sum_{i=1}^N P_i \\ Q_g &= \sum_{i=1}^N Q_i \end{aligned} \tag{5.45}$$

Donde N es el número de aerogeneradores del parque eólico.

En este estudio se consideró un total de 534 aerogeneradores con capacidad unitaria nominal de 1.5MW para una capacidad del parque eólico de 801MW. Éste se conecta al sistema HVdc a través de un transformador elevador delta-estrella con relación de 690/36kV. El sistema HVdc será de 12 pulsos para una tensión de 400kV, una corriente nominal de 2kA y un inductor alisador de 0.3H. El HVdc cuenta con dos transformadores, uno conectado en delta-estrella y otro en estrella-estrella, con una relación de transformación cada uno de 36kV/160kV (ver Figura 5.21). Para obtener una forma de onda casi sinusoidal a la salida del generador se contará con 4 filtros pasivos con potencia reactiva nominal de 90MVar cada uno, y sintonizado a los 11^{va}, 13^{va}, 24^{va} y 25^{va} de la frecuencia fundamental (ver para datos adicionales apéndice A). La carga local colocada en la plataforma marina será de 150MVA con un factor de potencia de 0.9 en atraso.

Se realizaron dos escenarios para la simulación en conjunto:

- Cambio en la velocidad del viento sin conexión de la carga local en la plataforma marina.
- Perturbación en el sistema conectando y desconectando súbitamente la carga local.

Cambio de la velocidad incidente del viento

En este escenario se consideran las siguientes condiciones:

- ❖ El parque eólico entrega una potencia de 640MW y 80MVar.
- ❖ La velocidad del viento incidente es de 11.57 m/s para producir 640MW.
- ❖ La velocidad del viento disminuye en un 20% de su valor inicial en $t=3s$ y regresa a su valor nominal en $t=12s$.
- ❖ No se considera la carga local en la plataforma marina.
- ❖ La velocidad de giro en la turbina equivalente es supersíncrona.
- ❖ Tiempo de simulación de 30 segundos.
- ❖ La potencia reactiva nominal para el funcionamiento del HVdc es entregada completamente por los filtros pasivos para observar los cambios transitorios de la potencia reactiva en el modelo agregado del parque eólico *offshore*.

En la Figura 5.23 se muestran el módulo de tensión en la barra de salida del parque eólico *offshore* y la corriente de magnetización del modelo agregado del parque. Se verifica que la tensión permanece invariable en toda la simulación de igual manera que la corriente de magnetización, debido a la respuesta coordinada entre los sistemas de control del GADA y del HVdc.

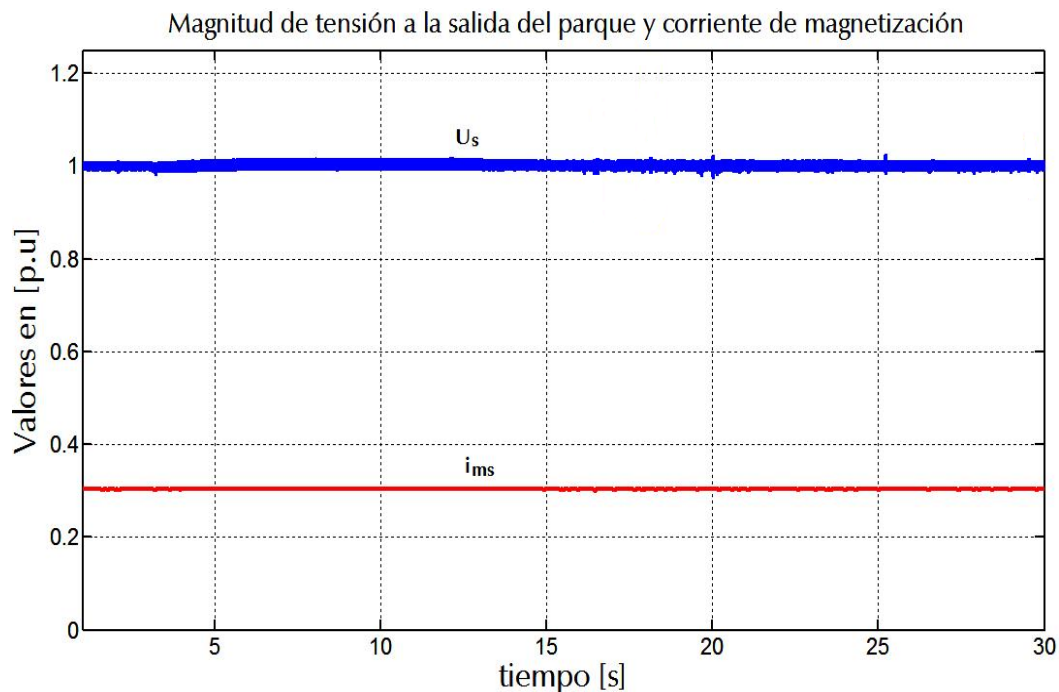


Figura 5.23. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la velocidad del viento: U_s tensión en el estator y i_{ms} corriente de magnetización.

En la Figura 5.24 se muestra la potencia activa y reactiva generada por el parque eólico *offshore* en la barra del rectificador y la frecuencia en el sistema.

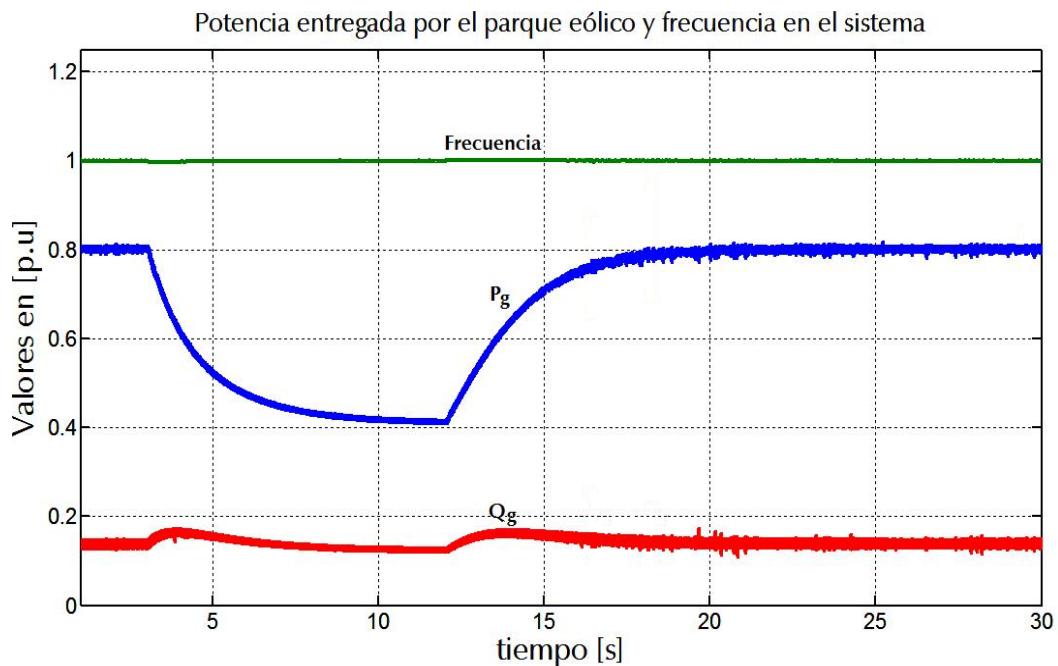


Figura 5.24. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la velocidad del viento: P_g potencia activa, Q_g potencia reactiva del parque y la frecuencia en el sistema.

Se verifica cómo el aerogenerador del modelo agregado responde al disminuir y aumentar la velocidad del viento con un cambio en la potencia activa generada por el parque eólico *offshore*. Por otra parte, la potencia reactiva generada por el parque aumenta transitoriamente en $t=3s$ para luego regresar a su valor inicial. Esto se debe a que en ese instante la potencia reactiva demandada por el HVdc no puede ser entregada completamente por los filtros. A medida que disminuye el flujo de potencia por el enlace HVdc la potencia reactiva demandada por el HVdc también disminuye. Por lo tanto, la potencia reactiva generada por el parque vuelve a su valor inicial. De igual manera ocurre en $t=12s$, sólo que ahora la potencia reactiva del parque aumenta. En la Figura 5.24 se observa que, a pesar de una disminución y aumento en la potencia generada por el parque en $t=1s$ y $t=12s$, respectivamente, la frecuencia se mantiene constante, lo que verifica, de esta forma, la respuesta del modelo de control coordinado propuesto.

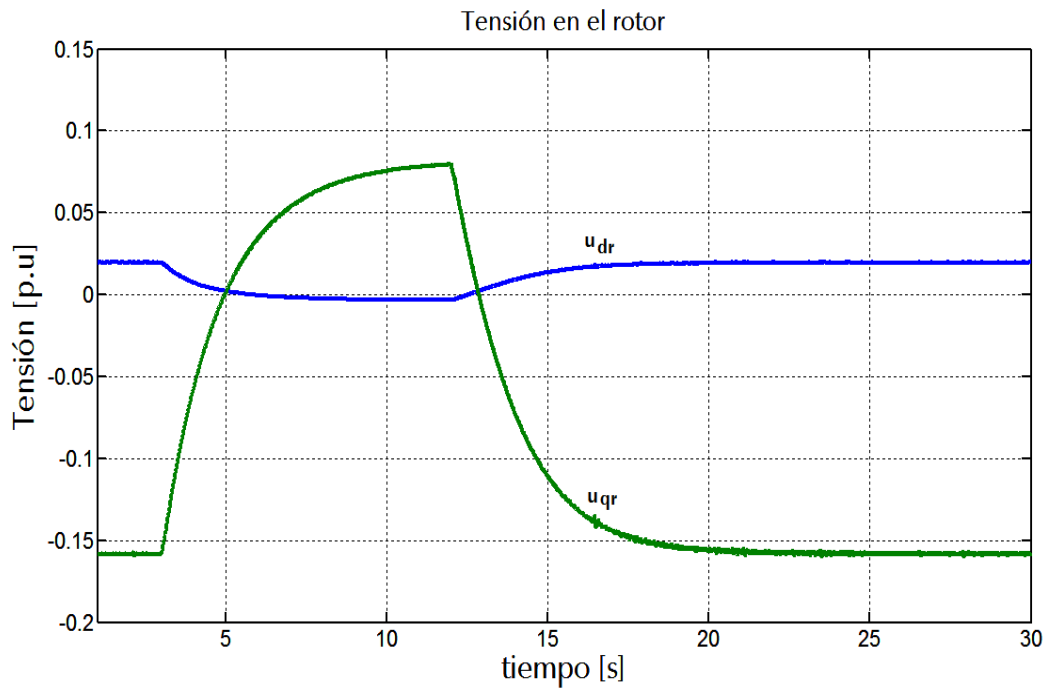


Figura 5.25. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la velocidad del viento: u_{dr} componente en el eje d de la tensión del rotor y u_{qr} componente en el eje q de la tensión del rotor del modelo agregado del parque eólico offshore.

En la Figura 5.25 se observa cómo las componentes de tensión u_{dr} y u_{qr} del rotor cambian en $t=1$ s y $t=12$ s. Se aprecia que la componente u_{dr} disminuye y que aumenta, de igual forma, la potencia reactiva entregada por el parque. Asimismo, se presenta un cambio en la componente u_{qr} originada por el cambio en la velocidad del viento.

La Figura 5.26 muestra cómo el ángulo de disparo en atraso en el rectificador, para mantener constante la frecuencia que ha caído por la acción del viento, aumenta su valor en $t=3$ s. Por último, se verifica cómo el control del HVdc responde rápidamente con la respuesta inercial del modelo agregado del GADA.

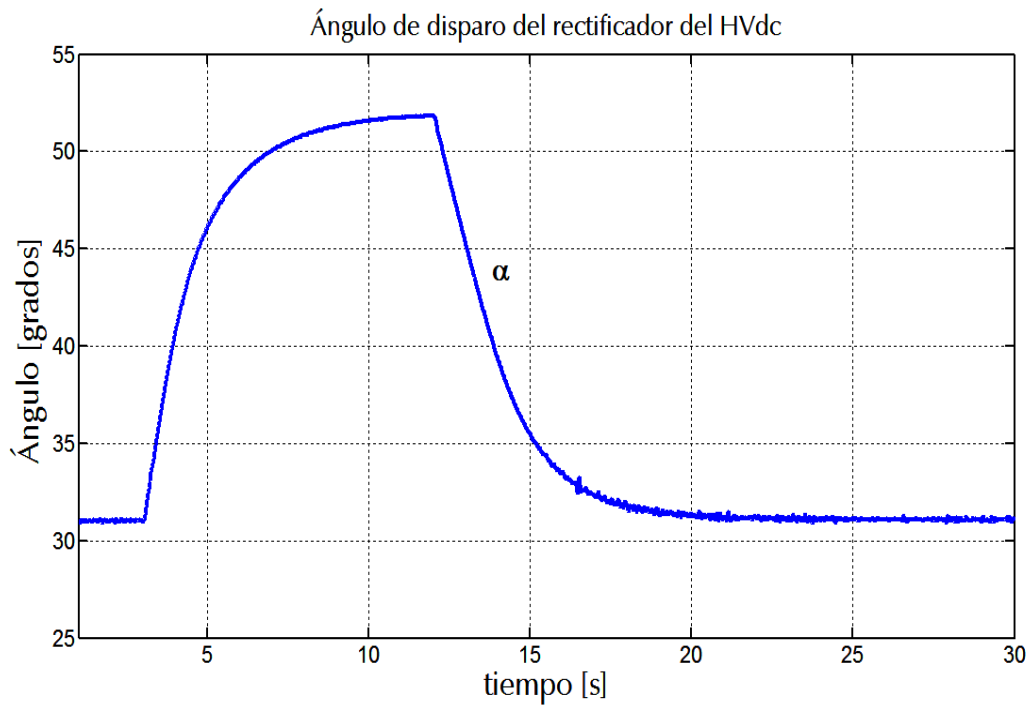


Figura 5.26. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la velocidad del viento: ángulo de disparo (α) en el rectificador.

Tal y como se muestra en la Figura 5.27, esta acción en la variable controlada α permite que cambien la tensión (U_{cc}) y la corriente (I_{cc}) en el enlace en continua para evacuar la potencia producida en el parque eólico *offshore*.

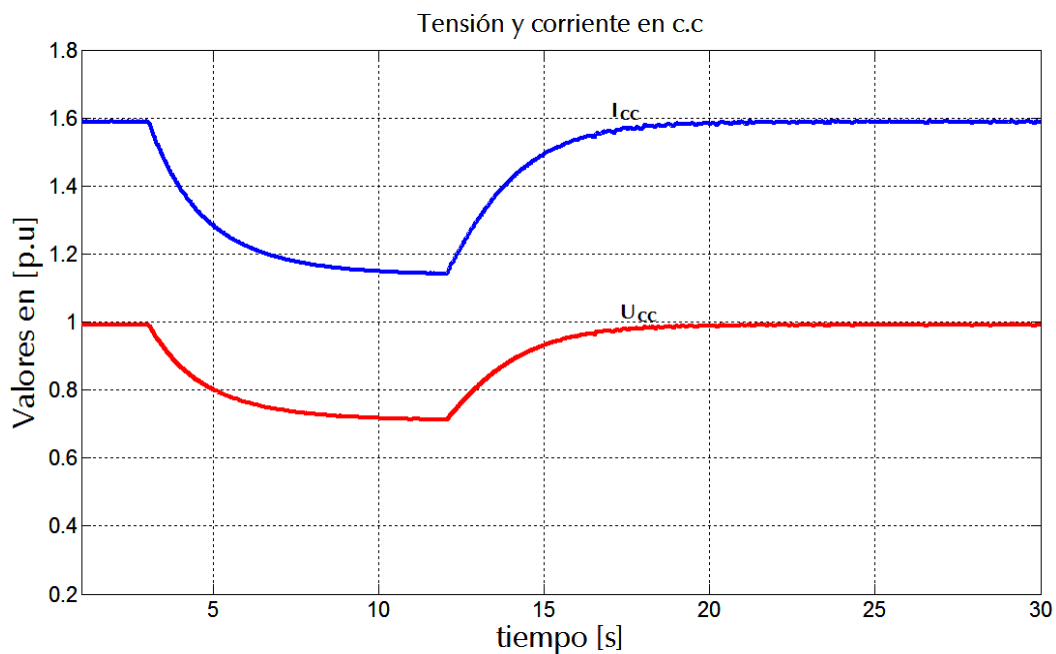


Figura 5.27. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la velocidad del viento: tensión U_{cc} y corriente I_{cc} en el HVdc.

En las Figuras 5.28 y 5.29 se observa la comparación entre la potencia activa transmitida por el enlace HVdc y la generada por el parque eólico *offshore*. Se puede apreciar cómo la potencia activa es igual, pero hay un ligero cambio con respecto a la potencia reactiva.

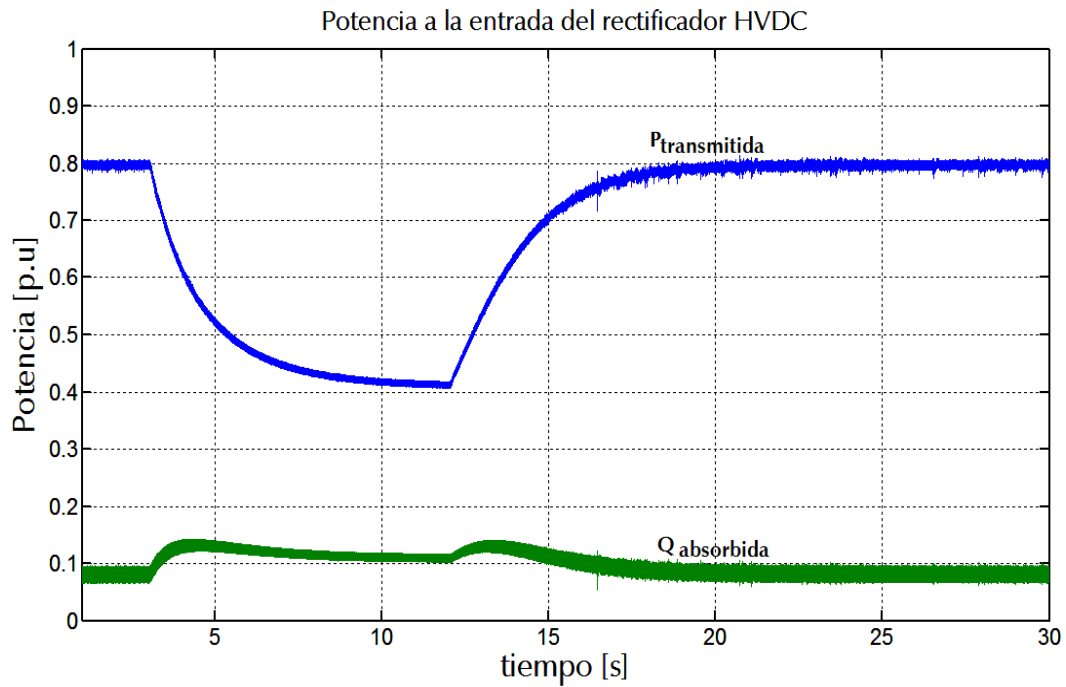


Figura 5.28. Potencia activa transmitida y potencia absorbida en el HVdc ante cambio en la velocidad del viento (Sistema GADA-HVdc).

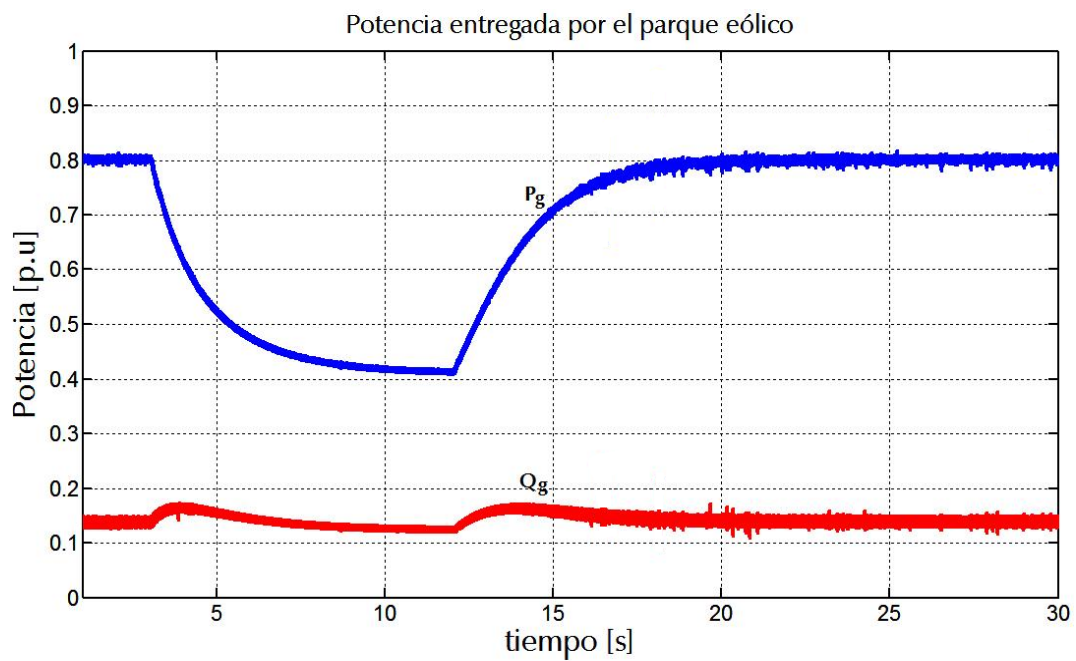


Figura 5.29. Potencia activa y reactiva generada por el parque eólico offshore ante cambio en la velocidad del viento (Sistema GADA-HVdc).

Cambio en la carga local

En este escenario se simula una perturbación en el sistema conectando y desconectando súbitamente la carga local en la plataforma submarina. Se consideran las siguientes condiciones:

- ❖ El parque eólico entrega una potencia de 640MW y 80MVAR.
- ❖ La velocidad del viento incidente es de 11.57 m/s para producir 640MW.
- ❖ Se conecta la carga local en la plataforma marina en $t=2s$, y luego se desconecta en $t=3s$.
- ❖ La carga local tendrá una potencia de 150MVA y un factor de potencia 0.9 en atraso.
- ❖ La velocidad de giro en la turbina equivalente es supersíncrona.
- ❖ Tiempo de simulación es de 5 segundos.
- ❖ La potencia reactiva nominal para el funcionamiento del HVdc es entregada por completo por los filtros pasivos para observar los cambios transitorios de la potencia reactiva en el modelo agregado del parque eólico *offshore*.

En la Figura 5.30 se muestran la tensión en el parque eólico y la corriente de magnetización. Se verifica que el sistema de control coordinado en el HVdc mantiene constante la tensión del modelo agregado del parque ante un desequilibrio brusco. Por otro lado, también la corriente de magnetización se mantiene constante, pero ahora debido al control en el GADA del modelo agregado.

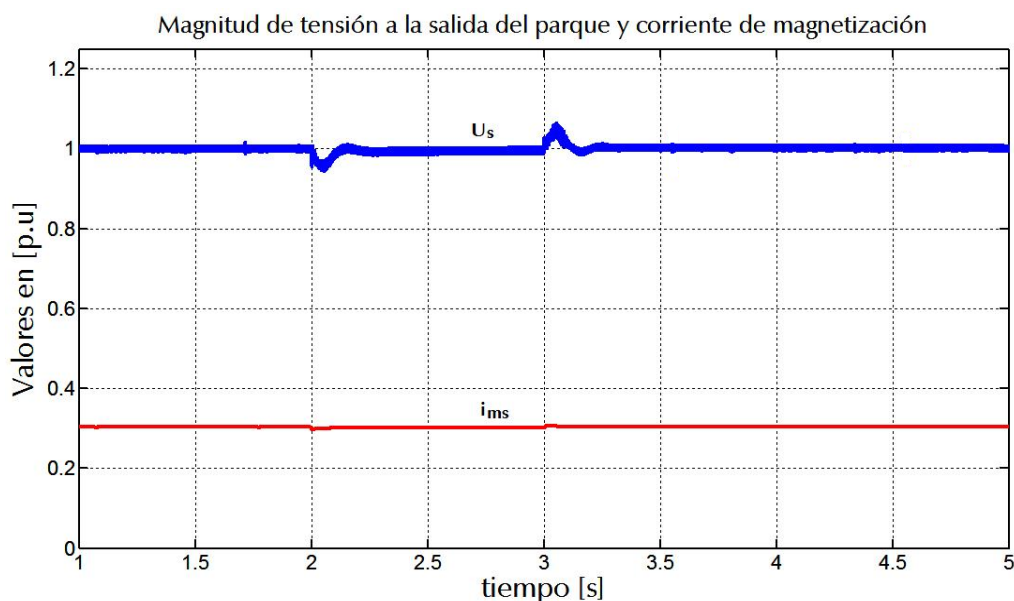


Figura 5.30. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la carga local: U_s tensión en el estator y i_{ms} corriente de magnetización.

En la Figura 5.31 la potencia activa generada por el parque eólico se mantiene constante después de la perturbación. Al no existir ningún cambio en la velocidad del viento no hay cambios en la potencia activa generada por el parque eólico *offshore*. Sin embargo, en los instantes de conexión y desconexión de la carga local la potencia aumenta y disminuye debido a la respuesta inercial que tiene el GADA. Una vez detectados estos cambios, el sistema coordinado propuesto mantiene constante la frecuencia en toda la simulación.

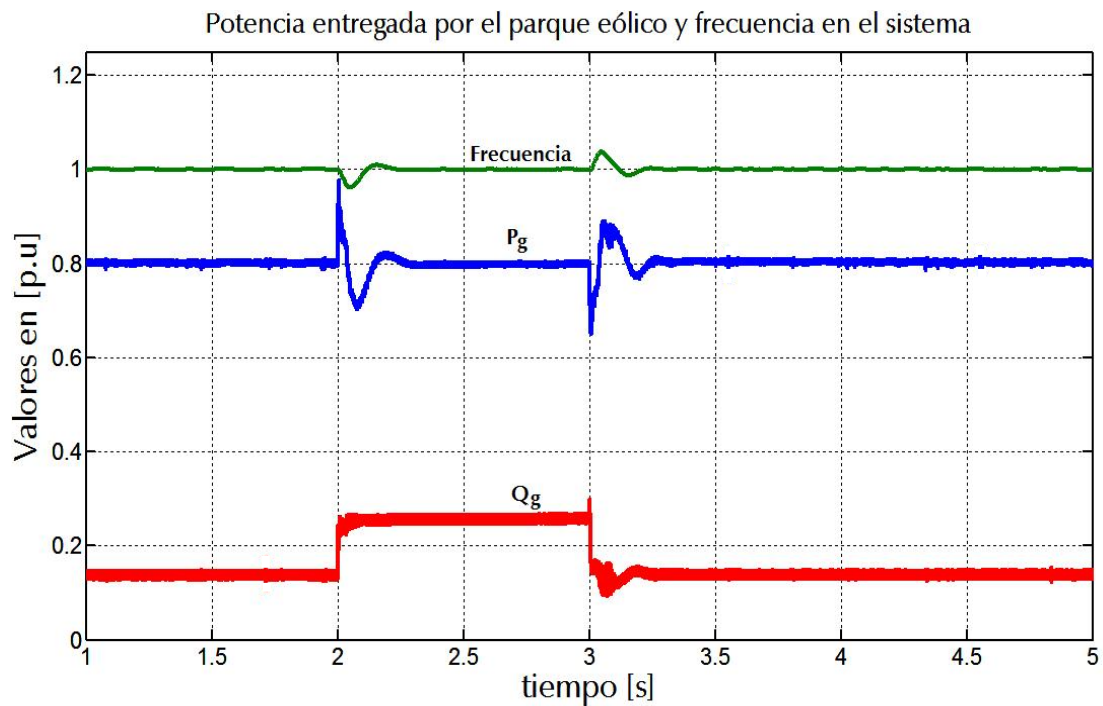


Figura 5.31. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la carga local: P_g potencia activa, Q_g potencia reactiva del parque y la frecuencia en el sistema.

En la Figura 5.32 se observa cómo las componentes de tensión en el rotor se mantienen constantes al operar el control del HVdc.

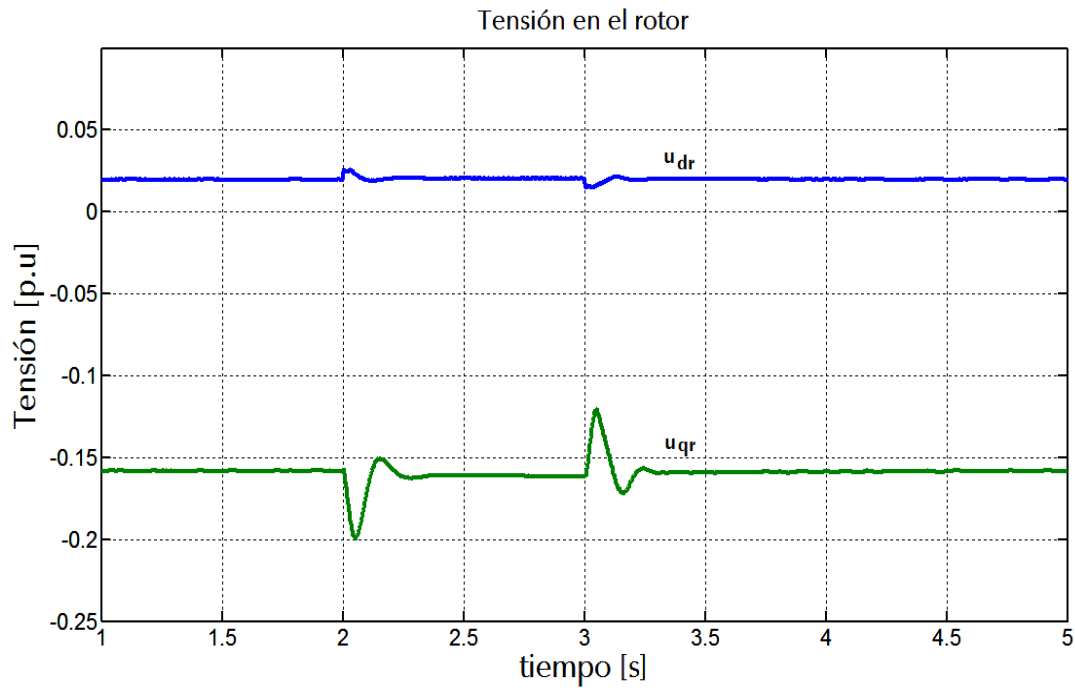


Figura 5.32. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la carga local: u_{dr} componente en el eje d de la tensión del rotor y u_{qr} componente en el eje q de la tensión del rotor del modelo agregado del parque eólico offshore.

En la Figura 5.33 se muestra el ángulo de disparo α del rectificador del HVdc, donde se verifica cómo cambia el ángulo α para compensar la tensión y la frecuencia en el sistema. En $t=2s$ el ángulo α aumenta debido a la disminución de la frecuencia. En $t=3s$ sucede todo lo contrario, esto es, el ángulo α disminuye.

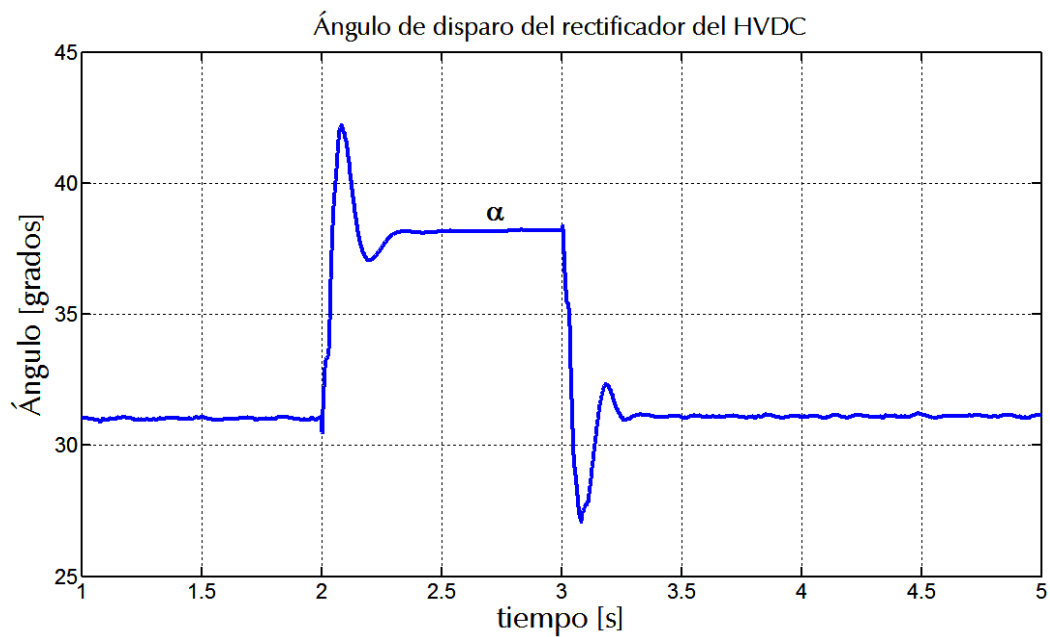


Figura 5.33. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la carga local: ángulo de disparo (α) en el rectificador.

De igual forma que en el caso anterior, la acción del sistema coordinado de control propuesto permite que cambien la tensión (U_{cc}) y la corriente (I_{cc}) en el enlace en continua para evacuar la potencia producida en el parque eólico *offshore*. En la Figura 5.34 se describen la tensión y la corriente en la etapa de continua. Una vez conectada la carga, el balance de potencia activa en la barra del rectificador hace que la potencia transmitida por el enlace HVdc sea menor a la potencia generada por el parque eólico. Por consiguiente, caen la tensión y la corriente en la etapa de continua del HVdc.

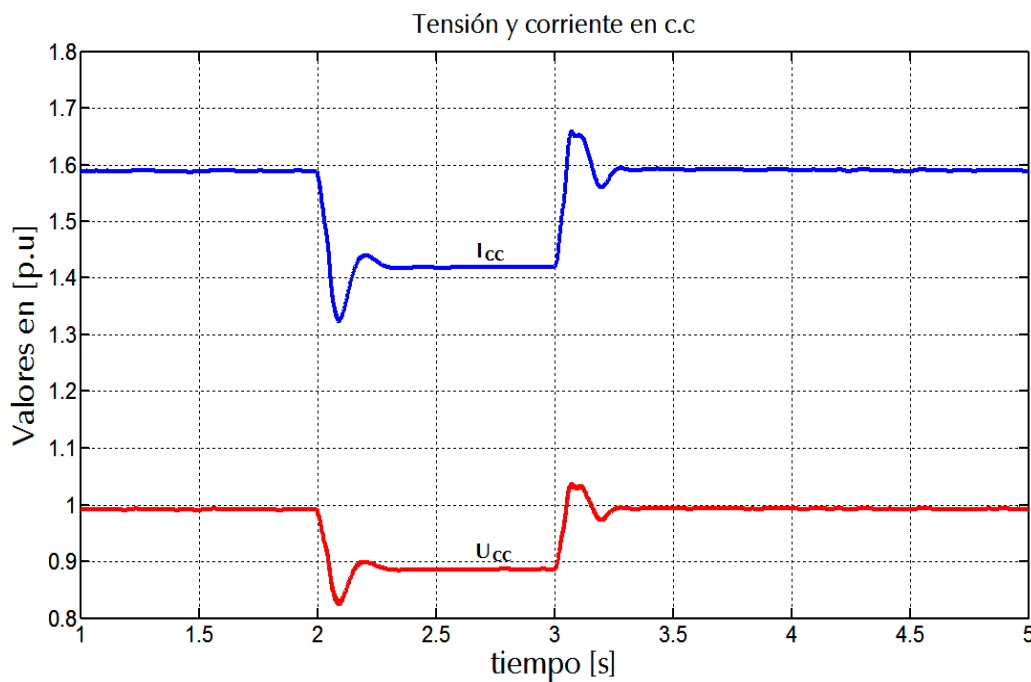


Figura 5.34. Respuesta del sistema GADA-HVdc ante cambio en la carga local: tensión U_{cc} y corriente I_{cc} en el HVdc.

En las Figuras 5.35 y 5.36 se comparan las potencias activas y reactivas transmitidas por el enlace HVdc generadas por el parque eólico *offshore*. Se observa cómo cambia la potencia reactiva por la inyección de potencia reactiva de los filtros. Como la perturbación introduce un consumo de potencia reactiva en la barra rectificadora, y la potencia reactiva demanda por el HVdc es del 60% de la potencia activa transmitida [96], en la barra rectificadora existe una diferencia de potencia reactiva que es consumida por el puente rectificador. Tal y como se observa en la Figura 5.36, esta diferencia se traduce en un ligero aumento de la potencia reactiva.

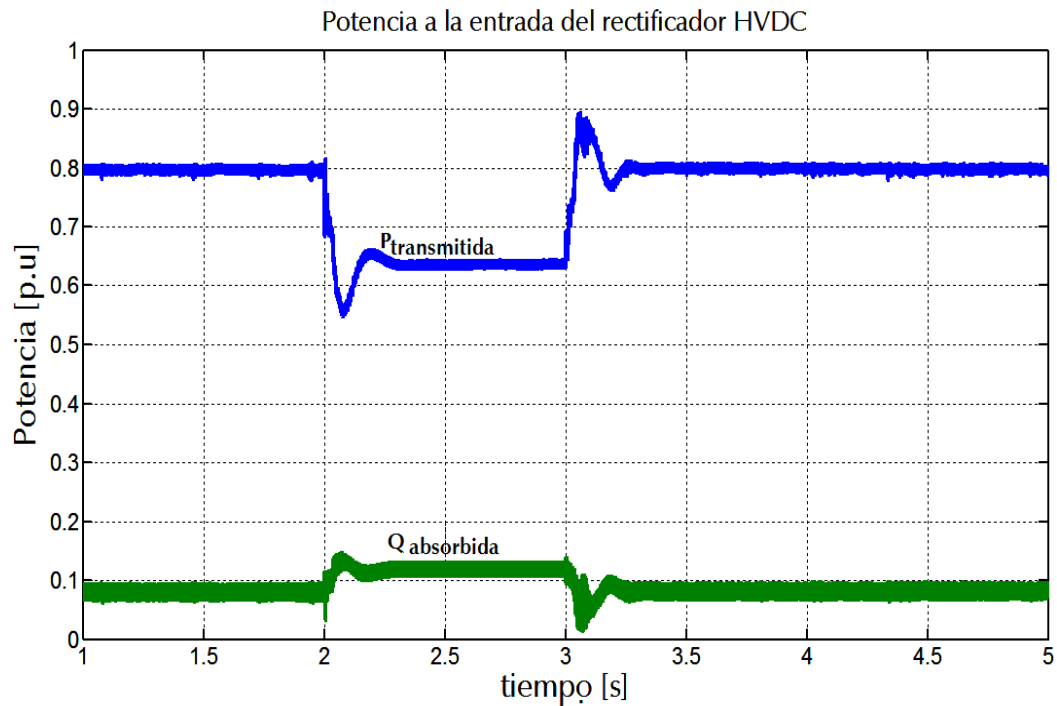


Figura 5.35. Potencia activa transmitida y potencia absorbida en el HVdc ante cambio en la carga local (Sistema GADA-HVdc).

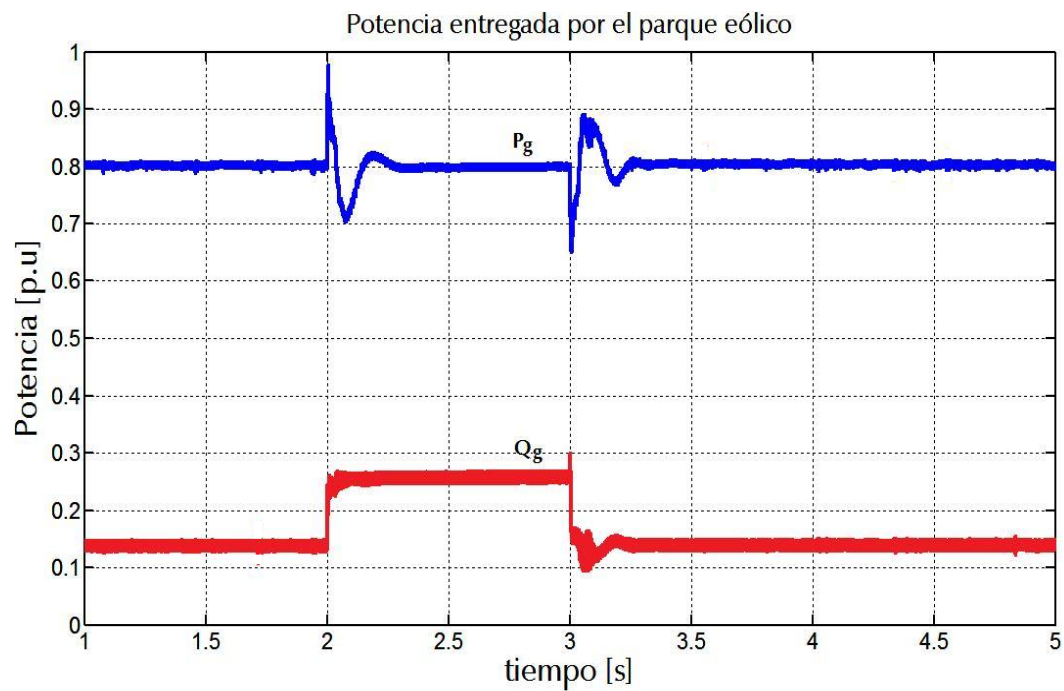


Figura 5.36. Potencia activa y reactiva generada por el parque eólico offshore ante cambio en la carga local (Sistema GADA-HVdc).

5.6. Conclusión

Teniendo en cuenta que la solución de transmisión HVdc es muy atractiva desde el punto de vista técnico y económico, en este capítulo se ha mostrado un sistema de control

coordinado entre el sistema de control en modo aislado del GADA y el sistema de control de disparo de los rectificadores del HVDC-LCC.

El objetivo de controlar la potencia en el HVdc cambia cuando se conecta a un parque eólico *offshore*. Con el sistema propuesto, el control de potencia es llevado por el HVdc a través de la estrategia de regulación de potencia del GADA (seguimiento de máxima potencia), así como de las condiciones del viento. Sin embargo, ha sido necesario dotar de respuesta inercial al GADA para garantizar el desacople entre el par electromagnético y la frecuencia del estator. Se utilizó para ello un estimador de seguimiento de fase en cuadratura (QPLL) para estimar la frecuencia y ajustar, a través de la ganancia del estimador, la respuesta inercial del GADA.

Por otra parte, se ha propuesto que el GADA no regula la frecuencia y la tensión, sino que esta función es realizada por el sistema coordinado de control propuesto a través de la regulación del ángulo de disparo del rectificador del HVdc.

Capítulo 6

Optimización y control de potencia reactiva en un parque eólico *offshore*

Uno de los problemas de operación en los sistemas eléctricos que mayor atención requiere es el de mantener todas las variables de funcionamiento dentro de unos límites apropiados con la finalidad de abastecer la energía eléctrica de forma fiable, segura y económica. El diseño de redes eléctricas en las que las centrales de generación estén próximas a los centros de consumo es ideal para operar el sistema.

Para el caso de la energía procedente de fuentes renovables, como la energía eólica, existe la dificultad, por su naturaleza intermitente, de controlar las variables eléctricas (tensión y frecuencia) y mantener la estabilidad. Es por esto por lo que la integración de los parques eólicos con capacidades superiores a 100MW presenta un reto en su planificación y operación.

La naturaleza intermitente del viento hace que las plantas eólicas no se puedan despachar en un sentido convencional, de forma que el coste total de generación sea el mínimo posible. Esta disminución en la capacidad de control del Operador del Sistema (OS) hace difícil mantener el equilibrio de la potencia, en tiempo real, entre la carga y la generación. Aunque las herramientas de pronósticos del viento han aumentado su fiabilidad, la producción instantánea de potencia difiere de la potencia programada. Con el objeto de minimizar estos problemas, los OS han promovido el desarrollo de normas de operación y regulación para establecer las condiciones de seguridad y fiabilidad de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico. De este modo, como se señala en [98] y [99], los nuevos parques eólicos deben ser capaces de controlar la potencia activa de

salida. En España, por ejemplo, y según el Real Decreto RD661/2007 [100], todas las instalaciones de fuentes renovables con potencias iguales o superiores a 10 MW deben estar asociadas a un centro de control para cumplir con el procedimiento de operación P.O 3.7 [101]. Estas normas establecen claramente las funciones de las fuentes renovables, especialmente las de los parques eólicos, para garantizar una operación segura y fiable del sistema [100]. En las referencias [102] y [103] se describen los sistemas de control de los parques eólicos para cumplir con las normas de controlabilidad del OS. La capacidad de control depende de la tecnología del aerogenerador que permite modificar la producción del parque. Por esta razón, en la actualidad los fabricantes de las turbinas eólicas incorporan en el diseño componentes de electrónica de potencia para facilitar un control de la potencia (p.ej. *picht controller*) y cumplir así con los requisitos técnicos del OS.

En este capítulo se detalla la formulación de un problema de optimización para el funcionamiento combinado de un parque eólico *offshore* basado en el GADA con un enlace HVdc que conecta el parque a la orilla. Este enlace está basado en la tecnología de convertidores conmutados por red (LCC). Adicionalmente, el método describe la inclusión de los límites de capacidad de potencia reactiva del GADA, las restricciones de operación del HVdc y los requisitos operativos en un problema de optimización que tiene como objetivo mejorar el funcionamiento conjunto del GADA y el HVdc.

Se estudian dos casos. En el primero de ellos se utiliza un modelo agregado del parque eólico con aerogeneradores con GADA. En el segundo se incorpora un modelo más detallado de la operación del parque eólico al considerar una configuración de 72 aerogeneradores con GADA conectadas entre sí a través de líneas de distribución. En este último caso se establece un perfil de viento extraído de los datos de Red Eléctrica de España (REE) [104] en los aerogeneradores.

Todas las simulaciones presentadas en este capítulo han sido codificadas con el programa informático MATLAB® según cada caso de estudio analizado.

6.1. Modelos matemáticos del sistema

6.1.1. Ecuaciones del sistema HVdc

Tal y como se vio en el capítulo 4, las ecuaciones en régimen estacionario de los convertidores del HVdc son simplificadas si se tienen en cuenta las siguientes

consideraciones [105], [106], [107]:

- La forma de onda de las tensiones en los terminales de los convertidores que conforma el enlace HVdc es una sinusoidal con amplitud y frecuencia constante.
- Los armónicos en las formas de onda de tensión y corriente producidos por los convertidores no son considerados en el análisis de optimización.
- Los convertidores no tienen pérdidas de potencia o, lo que es lo mismo, las válvulas se consideran ideales sin caída de tensión.
- La corriente y la tensión en la etapa de continua del enlace HVdc son aproximadamente constantes y libres de rizado.

Como se muestra en la Figura 6.1, e independientemente del tipo de conexión que utilizan los enlaces HVdc (monopolar o bipolar) y del número de puentes, éste es representado mediante un modelo equivalente [105]:

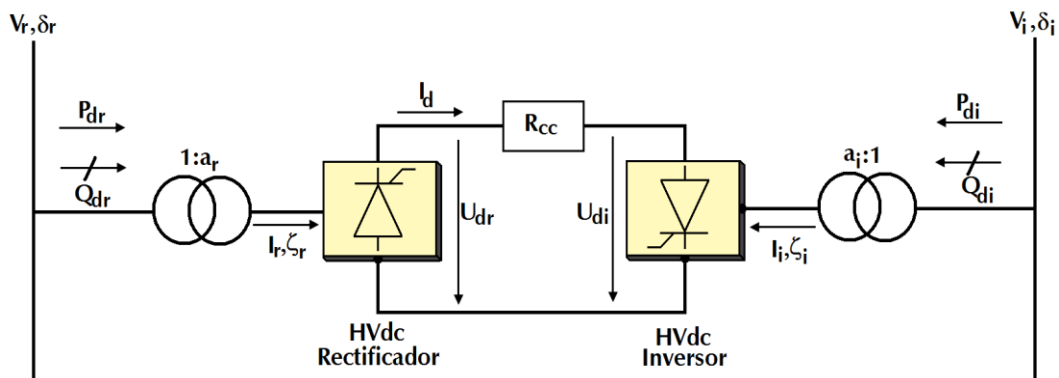


Figura 6.1. Representación equivalente del enlace HVdc.

Esta figura muestra las variables que modelan el sistema HVdc, tanto para la etapa en continua (c.c.) como en alterna (c.a.). Utilizando la representación en p.u (ver anexo), las ecuaciones de las magnitudes de tensión en c.c. U_{dr} y U_{di} de los terminales del rectificador e inversor son representados, respectivamente, como:

$$U_{dr} = a_r V_r \cos \alpha_r - r_{cr} I_d \quad (p.u) \quad (6.1)$$

$$U_{di} = a_i V_i \cos \alpha_i - r_{ci} I_d$$

Para hacer una distinción, las magnitudes de tensión alterna en los terminales del

rectificador e inversor se han denotado como V_r y V_i . Los demás parámetros son idénticos a los mostrados en la sección 4.5, sólo que ahora están representados en p.u. Entonces, r_{cr} y r_{ci} son las resistencias de conmutación en el rectificador e inversor, respectivamente; α_r es el ángulo de ignición o retraso en el rectificador; α_i es el ángulo de extinción en el inversor; a_r y a_i son las relaciones de transformación de los transformadores de los convertidores del rectificador e inversor, respectivamente. Por último, se obtiene que I_d es la corriente en la etapa de continua del enlace HVdc.

El flujo de potencia activa en los terminales del rectificador e inversor (Fig. 6.1) es representado como:

$$\begin{aligned} P_{dr} &= U_{dr} I_d \\ P_{di} &= U_{di} I_d \end{aligned} \quad (p.u) \quad (6.2)$$

De igual forma, se representa el flujo de potencia reactiva en los terminales del rectificador e inversor como:

$$\begin{aligned} Q_{dr} &= P_{dr} \tan \varphi_r \\ Q_{di} &= P_{di} \tan \varphi_i \end{aligned} \quad (p.u) \quad (6.3)$$

En esta ecuación, los ángulos φ_r y φ_i representan el desfase entre el ángulo de la corriente fundamental de la etapa alterna del HVdc (ζ), y el ángulo de la tensión simple alterna en los terminales del HVdc (δ).

La ecuación (4.3) mostró la relación que guarda el ángulo de conmutación (μ) con la caída de tensión promediada en la etapa de continua del rectificador. La transferencia de corriente de una fase a otra requiere un tiempo finito durante la etapa de conmutación en las válvulas del convertidor. Este cortocircuito produce la caída de tensión promediada, pero, como se mostró en (4.5), no se considera explícitamente en las ecuaciones anteriores sino a través de la resistencia de conmutación. Según [106], las ecuaciones que relacionan los ángulos φ_r y φ_i con los ángulos de conmutación μ , de ignición α_r y de extinción α_i son:

$$\tan \varphi_r = \frac{2\mu_r + \sin 2\alpha_r - \sin 2(\alpha_r + \mu_r)}{\cos 2\alpha_r - \cos 2(\alpha_r + \mu_r)} \quad (6.4)$$

$$\tan \varphi_i = \frac{2\mu_i + \sin 2\alpha_i - \sin 2(\alpha_i + \mu_i)}{\cos 2\alpha_i - \cos 2(\alpha_i + \mu_i)}$$

Estas ecuaciones se cumplen siempre y cuando el ángulo de conmutación sea menor a 60° .

Se halla la ecuación del ángulo de conmutación μ en los terminales del rectificador e inversor al utilizar las diferentes ecuaciones que modelan el HVdc. A partir de la ecuación (6.1) se puede concluir que la magnitud de la tensión en continua está en función del factor de potencia [105]. Entonces:

$$U_{dr} = a_r V_r \cos \alpha_r - r_{cr} I_d = a_r V_r \frac{\cos \alpha_r + \cos \delta}{2} \quad (p.u) \quad (6.5)$$

Donde $\delta = \alpha_r + \mu_r$ es el ángulo de extinción.

El factor de potencia, según [105], se puede expresar como:

$$\cos \varphi_r \approx \frac{\cos \alpha_r + \cos \delta}{2} \quad (6.6)$$

Al sustituir (6.6) en (6.5) se obtiene:

$$\cos \varphi_r = \cos \alpha_r - \frac{2r_{cr} I_d}{a_r V_r} \quad (p.u) \quad (6.7)$$

Igualando (6.7) y (6.6), seguido por algunas operaciones algebraicas, se obtiene:

$$\delta = \cos^{-1} \left(\cos \alpha_r - \frac{2r_{cr} I_d}{a_r V_r} \right) \quad (6.8)$$

Por lo tanto:

$$\mu_r = \cos^{-1} \left(\cos \alpha_r - \frac{2r_{cr} I_d}{a_r V_r} \right) - \alpha_r \quad (6.9)$$

Similarmente, para μ_i :

$$\mu_i = \cos^{-1} \left(\cos \alpha_i - \frac{2r_{ci}I_d}{a_iV_i} \right) - \alpha_i \quad (6.10)$$

Por último, en la etapa de continua entre los dos terminales la corriente se expresa en (6.11). Como se muestra en el modelo equivalente del enlace HVdc (Figura 6.1), se modela como un cable con una resistencia R_{cc} .

$$I_d = \frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \quad (p.u) \quad (6.11)$$

6.1.2. Ecuaciones de restricción del GADA

Como se vio en el capítulo 3, los límites máximos y mínimos de la potencia reactiva que se utilizan en el método de optimización consideran los límites de capacidad de potencia reactiva del aerogenerador. A partir de la ecuación (3.48) se pueden determinar los **límites de potencia reactiva** del aerogenerador, con la salvedad de que ahora la tensión del estator (U_s), se sustituye por la tensión en el rectificador del HVdc (V_r), y la potencia (P_s) es sustituida por la potencia de salida del aerogenerador (P_g). La magnitud de la corriente en el rotor (I_r) es igual a su valor nominal. Los parámetros del GADA (X_m) y (X_s) están definidos en p.u. Por consiguiente, (3.48) se transforma en:

$$P_g^2 + (Q_g + BV_r^2)^2 = AV_r^2 \quad (p.u) \quad (6.12)$$

Donde $A = \left(\frac{X_m}{X_s} I_r \right)^2$, y $B = \frac{1}{X_s}$.

Entonces, los límites máximos y mínimos de la potencia reactiva son iguales a:

$$Q_{g\max} = \sqrt{AV_r^2 - P_g^2} - BV_r^2 \quad (p.u) \quad (6.13)$$

$$Q_{g\min} = -\frac{1}{X_s} V_r^2 \quad (p.u) \quad (6.14)$$

Cabe resaltar cómo el límite de potencia reactiva máxima depende tanto de la tensión

en el rectificador como de la potencia activa generada, mientras que el límite de potencia reactiva mínima depende únicamente de la tensión en el rectificador.

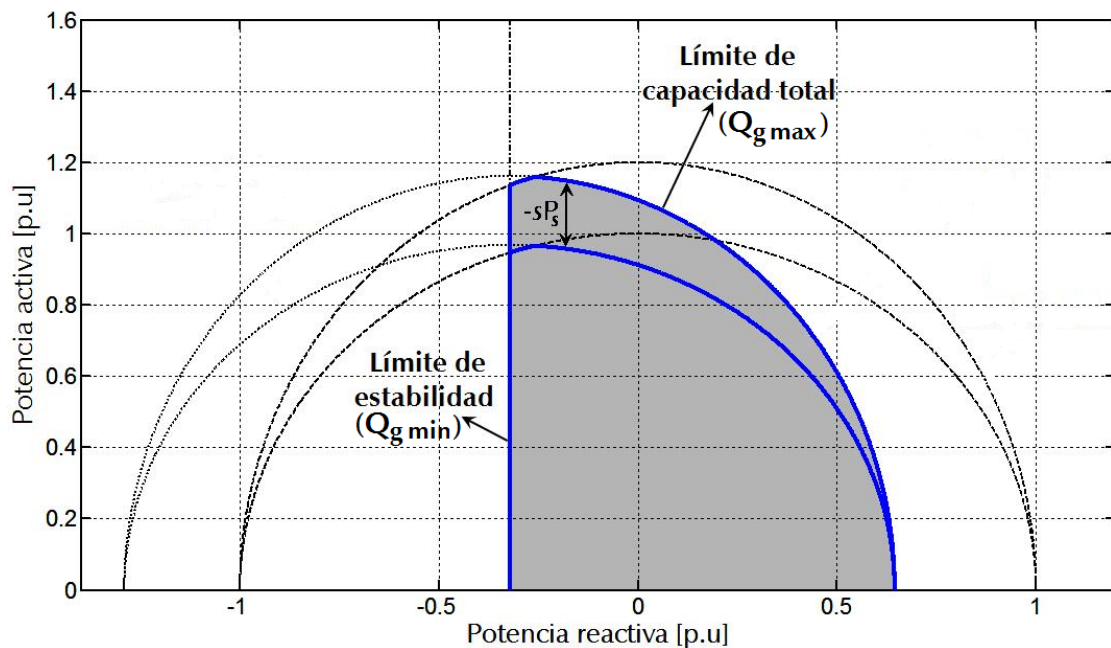


Figura 6.2. Límites de capacidad total del aerogenerador basada en GADA.

Tal y como se muestra en la Figura 6.2, las ecuaciones (6.13) y (6.14) representan los límites máximos y mínimos de la capacidad del GADA.

6.2. Formulación del problema de optimización-Modelo agregado

La formulación del problema de optimización que relaciona las ecuaciones del parque eólico basado en el GADA con el modelo del HVdc plantea, en primera instancia, la maximización de la potencia activa de salida del sistema formado por el GADA y el HVdc. En España, toda la producción de los parques eólicos aceptada en el mercado de electricidad es ofertada a un precio igual a cero al que se asigna el precio resultante de la casación [108]. De este modo, los parques eólicos son remunerados en relación a la cantidad de energía que inyectan a la red. Maximizar la potencia activa de salida es una función objetivo económica muy importante en el funcionamiento de un parque eólico *offshore*.

Tal y como se vio en el capítulo 5, el parque eólico *offshore* se puede representar como un modelo agregado del GADA conectado al rectificador del HVdc a través del transformador del convertidor. Como puede apreciarse en la Figura 6.3, el sistema GADA-

HVdc se conecta a la red a través de otro transformador del convertidor. Estos transformadores tienen una regulación por tomas que ajusta sus relaciones de transformación. Los filtros pasivos en el modelo del HVdc se representan por una admitancia Y_s constante.

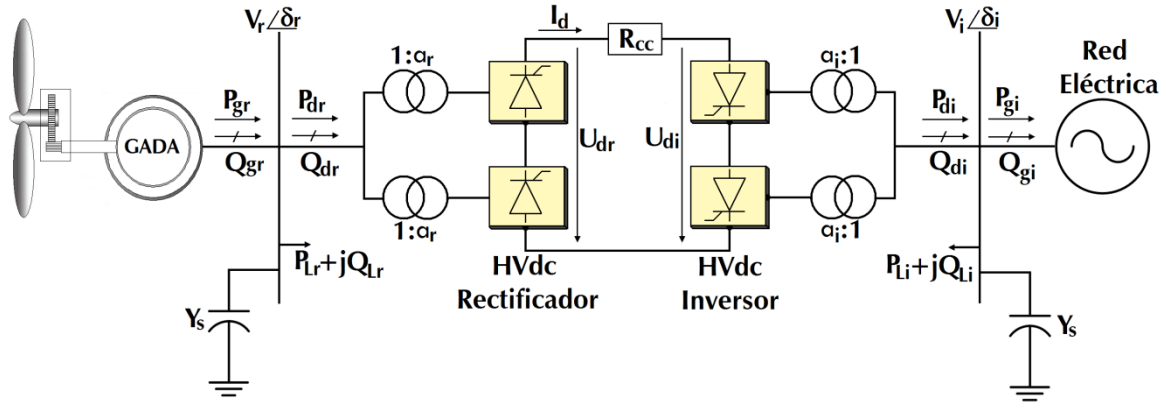


Figura 6.3. Representación equivalente del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

En la Figura 6.3 $P_{gr} + jQ_{gr}$ y $P_{dr} + jQ_{dr}$ son el flujo de potencia del modelo agregado del parque eólico *offshore* y del rectificador del HVdc, respectivamente, y $P_{gi} + jQ_{gi}$ y $P_{di} + jQ_{di}$ son el flujo de potencia de la red eléctrica y del inversor del HVdc, también respectivamente. $P_{Lr} + jQ_{Lr}$ y $P_{Li} + jQ_{Li}$ son, de forma respectiva, los flujos de potencia de las cargas conectadas en los terminales del rectificador e inversor.

El problema de optimización para el sistema parque eólico *offshore*-HVdc de la Figura 6.3 es formulado de la siguiente forma:

$$\text{Maximizar} \quad P_{gi} \quad (6.15)$$

$$\begin{aligned} \text{Sujeto a} \quad & h(\mathbf{X}) = 0 \\ & g_{\min} \leq g(\mathbf{X}) \leq g_{\max} \end{aligned} \quad (6.16)$$

Donde \mathbf{X} es el vector de las variables de optimización para el sistema parque eólico *offshore*-HVdc, $h(\mathbf{X})$ son las restricciones de igualdad de las ecuaciones en c.a. y c.c. del sistema y $g(\mathbf{X})$ son las restricciones de desigualdad.

Variables de optimización

El vector de las variables de optimización está definido como:

$$\mathbf{X} = [\mathbf{V}, P_{gi}, \mathbf{Q}_g, \mathbf{X}_{dc}]^T \quad (6.17)$$

Donde:

$$\mathbf{V} = [V_r, V_i]^T \quad (6.18)$$

Es el vector de las magnitudes en c.a. de la tensión en los terminales del rectificador e inversor, respectivamente.

$$\mathbf{Q}_g = [Q_{gr}, Q_{gi}]^T \quad (6.19)$$

Es el vector de la potencia reactiva en los terminales del rectificador e inversor de la etapa alterna del enlace HVdc.

$$\mathbf{X}_{dc} = [\varphi_r, \varphi_i, U_{dr}, U_{di}, P_{dr}, P_{di}, Q_{dr}, Q_{di}, \alpha_r, \alpha_i, \mu_r, \mu_i, a_r, a_i]^T \quad (6.20)$$

Es el vector de las variables c.c. en el modelo del enlace HVdc.

Las variables de optimización en \mathbf{X} son variables continuas. Sólo P_{gr} es un dato de entrada fijo, y viene impuesto por la velocidad del viento incidente en el aerogenerador agregado del parque eólico *offshore*.

Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad $h(\mathbf{X})$, tanto para las ecuaciones en c.a. como en c.c., vienen dadas por:

$$P_{gr} - P_{dr} - P_{Lr} = 0 \quad (6.21)$$

$$-P_{gi} + P_{di} - P_{Li} = 0 \quad (6.22)$$

$$-P_{gi} + P_{di} - P_{Li} = 0 \quad (6.23)$$

$$Q_{gr} - Q_{dr} + |V_r|^2 Y_s - Q_{Lr} = 0 \quad (6.24)$$

$$-Q_{gi} + Q_{di} + |V_i|^2 Y_s - Q_{Li} = 0 \quad (6.25)$$

$$U_{dr} - a_r V_r \cos \alpha_r + r_{cr} \left(\frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \right) = 0 \quad (6.26)$$

$$U_{di} - a_i V_i \cos \alpha_i + r_{ci} \left(\frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \right) = 0 \quad (6.27)$$

$$P_{dr} - U_{dr} \left(\frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \right) = 0 \quad (6.28)$$

$$-P_{di} - U_{di} \left(\frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \right) = 0 \quad (6.29)$$

$$Q_{dr} - P_{dr} \tan \varphi_r = 0 \quad (6.30)$$

$$-Q_{di} - P_{di} \tan \varphi_i = 0 \quad (6.31)$$

$$\tan \varphi_r - \frac{2\mu_r + \sin 2\alpha_r - \sin 2(\alpha_r + \mu_r)}{\cos 2\alpha_r - \cos 2(\alpha_r + \mu_r)} = 0 \quad (6.32)$$

$$\tan \varphi_i - \frac{2\mu_i + \sin 2\alpha_i - \sin 2(\alpha_i + \mu_i)}{\cos 2\alpha_i - \cos 2(\alpha_i + \mu_i)} = 0 \quad (6.33)$$

$$\cos(\mu_r + \alpha_r) - \cos \alpha_r + \frac{2r_{cr}}{a_r V_r} \left(\frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \right) = 0 \quad (6.34)$$

$$\cos(\mu_i + \alpha_i) - \cos \alpha_i + \frac{2r_{ci}}{a_i V_i} \left(\frac{U_{dr} - U_{di}}{R_{cc}} \right) = 0 \quad (6.35)$$

Donde:

- Los subíndices g, r, i y d denotan las cantidades referentes al generador, al rectificador, al inversor y a los terminales en la etapa de continua del enlace HVdc, respectivamente.
- Las ecuaciones (6.21)-(6.25) representan el balance de potencia activa y reactiva en los terminales del rectificador e inversor del enlace HVdc. Nótese que el flujo de potencia en los terminales del inversor tienen dirección opuesta al flujo mostrado

en la Figura 6.1.

- En las ecuaciones (6.26) y (6.27) se calculan las magnitudes de tensión de c.c. del rectificador e inversor. Obsérvese que la corriente I_d , definida en la ecuación (6.11) ha sido remplazada en estas ecuaciones.
- En (6.28)-(6.31) se representan las definiciones de la potencia activa y reactiva en la etapa de continua del enlace HVdc.
- En (6.32) y (6.33) se representan las ecuaciones que relacionan los ángulos α_r y α_i con los ángulos ϕ_r y ϕ_i en el rectificador e inversor, respectivamente. De igual forma, las ecuaciones (6.34) y (6.35) representan, de forma respectiva, la definición del ángulo de conmutación μ en los terminales del rectificador e inversor.

Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad $g(\mathbf{X})$, tanto para las ecuaciones en c.a. como en c.c. en el problema de optimización, se caracterizan considerando los siguientes límites:

Límites de la capacidad de potencia reactiva del modelo agregado del GADA:

$$-\frac{1}{X_s}V_r^2 \leq Q_{gr} \leq \sqrt{AV_r^2 - P_g^2} - BV_r^2 \quad (6.36)$$

Límites de tensión en c.a. (V_r y V_i) para los terminales del rectificador e inversor, respectivamente:

$$V_{k\min} \leq V_k \leq V_{k\max} \quad k = r, i \quad (6.37)$$

Límites de los MW de la potencia de salida en los terminales del inversor:

$$P_{gk\min} \leq P_{gk} \leq P_{gk\max} \quad k = i \quad (6.38)$$

Los límites de funcionamiento en el HVdc representado en el vector \mathbf{X}_{dc} vienen dados por:

$$U_{dk\min} \leq U_{dk} \leq U_{dk\max} \quad k = r, i \quad (6.39)$$

$$P_{dk\min} \leq P_{dk} \leq P_{dk\max} \quad k = r, i \quad (6.40)$$

$$Q_{dk \min} \leq Q_{dk} \leq Q_{dk \max} \quad k = r, i \quad (6.41)$$

$$\varphi_{k \min} \leq \varphi_k \leq \varphi_{k \max} \quad k = r, i \quad (6.42)$$

$$\alpha_{k \min} \leq \alpha_k \leq \alpha_{k \max} \quad k = r, i \quad (6.43)$$

$$\mu_{k \min} \leq \mu_k \leq \mu_{k \max} \quad k = r, i \quad (6.44)$$

$$a_{k \min} \leq a_k \leq a_{k \max} \quad k = r, i \quad (6.45)$$

El problema de optimización formulado en las ecuaciones (6.15)-(6.16) es un problema no lineal que se soluciona en este trabajo con el método de Puntos Interiores Primal-Dual Predictor-Corrector [109], implementado con las funciones integradas en Matlab.

La resolución del problema de optimización propuesto en esta sección considera un modelo agregado del parque. La simplificación del parque eólico permite reducir el problema a un tamaño fácilmente manipulable sin perder la generalidad del estudio. El algoritmo propuesto entra en la etapa de planificación, aunque también puede ser usado, como se verá más adelante, en la etapa de operación al proponer un método de control que considere el problema de optimización.

6.3. Formulación del problema de optimización-Modelo desagregado

Las pérdidas de las líneas eléctricas que conforman el parque eólico *offshore* pueden ser consideradas en un modelo desagregado del parque. También es posible estudiar y analizar el reparto de la potencia reactiva entre todos los aerogeneradores. Como se vio en los capítulos anteriores, el GADA tiene la capacidad de funcionar coordinadamente con el enlace HVdc para prescindir de fuentes externas de potencia reactiva, como sería un STATCOM. Como se ha señalado, el GADA también podría funcionar en procedimientos de arranque en isla (*black start*) después de una desconexión total del parque (*blackout*). En [110] se muestra un sistema de almacenamiento en el enlace de continua del convertidor de frecuencia del GADA para funcionar en isla o en procedimientos de arranque en isla. Por lo tanto, el sistema GADA-HVdc no necesitaría fuentes externas de potencia reactiva para su funcionamiento normal, pero es importante observar el reparto de potencia reactiva entregada por cada aerogenerador para una solución óptima en el funcionamiento de este

sistema.

En la Figura 6.4 se muestra el sistema parque eólico *offshore*-HVdc que involucra las variables internas de un parque con más de un aerogenerador. Estas variables toman en cuenta las tensiones, en módulo y fase, en cada una de las barras conectadas a los aerogeneradores, el flujo de potencia activa y reactiva por las líneas que interconecta cada aerogenerador y la tensión compleja en la barra donde se conecta el rectificador del HVdc.

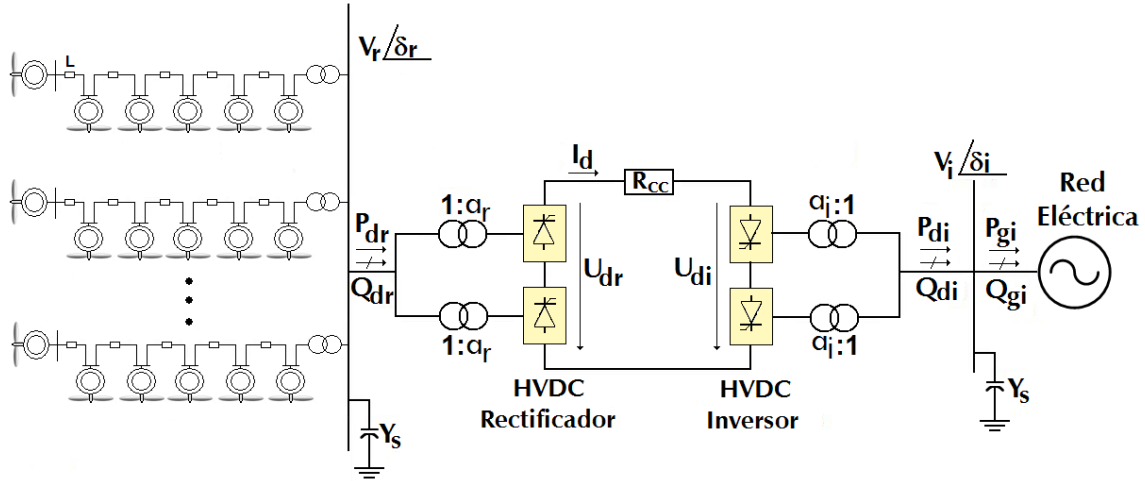


Figura 6.4. Diagrama unifilar del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

De nuevo, como la resolución del problema anterior, el reparto óptimo en la Figura 6.4 supone la maximización de la potencia de salida del parque P_{gi} manteniendo al mismo tiempo todos los límites impuestos para una operación segura que satisfaga las recomendaciones del OS. El problema de optimización es formulado del mismo modo que en las ecuaciones (6.15)-(6.16), aunque cambian las restricciones y la dimensión de las variables. Para no restar coherencia y generalización a la formulación del problema de optimización, mostramos de nuevo las ecuaciones (6.15)-(6.16):

$$\text{Maximizar} \quad P_{gi} \quad (6.46)$$

$$\begin{aligned} \text{Sujeto a} \quad & h(\mathbf{X}) = 0 \\ & g_{\min} \leq g(\mathbf{X}) \leq g_{\max} \end{aligned} \quad (6.47)$$

Variables de optimización

El vector de las variables de optimización está definido como:

$$\mathbf{X} = [\delta, \mathbf{V}, P_{gi}, \mathbf{Q}_g, \mathbf{X}_{dc}]^T \quad (6.48)$$

Donde:

$$\boldsymbol{\delta} = \delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n^T \quad (6.49)$$

Es el vector de ángulos de fase de cada barra c.a. en el sistema parque eólico *offshore*-HVdc, y n es el número de barras c.a. que conforma el sistema (incluyendo la barra de salida, esto es, la conexión con la red externa).

$$\mathbf{V} = V_1, V_2, \dots, V_n^T \quad (6.50)$$

Es el vector de las magnitudes en c.a. de la tensión en cada barra que conforma el sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

P_{gi} es la potencia activa generada en la barra de salida del sistema. Igual que el método anterior, todas las variables de \mathbf{X} son continuas, excepto P_{gr} , que es un parámetro fijo.

$$\mathbf{Q}_g = [Q_{g1}, Q_{g2}, \dots, Q_{gn}]^T \quad (6.51)$$

Es el vector de la potencia reactiva en cada barra que conforma el sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

$$\mathbf{X}_{dc} = \varphi_r, \varphi_i, U_{dr}, U_{di}, P_{dr}, P_{di}, Q_{dr}, Q_{di}, \alpha_r, \alpha_i, \mu_r, \mu_i, a_r, a_i, I_d^T \quad (6.52)$$

Es el vector de las variables c.c. en el modelo del enlace HVdc. La dimensión de este vector es igual a $(2n+16)$, siendo n el número de barras en c.a. del parque eólico *offshore* más la barra de salida donde se conecta el inversor del HVdc.

Restricciones de igualdad

El balance de potencia activa y reactiva en cada barra del parque eólico *offshore* son tratadas como restricciones de igualdad. Para cada barra k no conectada al rectificador del HVdc el flujo de potencia viene dado por:

$$\begin{aligned} P_{gk} - V_k \sum_{j=1}^n V_j [G_{kj} \cos \delta_{kj} + B_{kj} \sin \delta_{kj}] &= 0 \quad k = 1, \dots, n_g \\ Q_{gk} - V_k \sum_{j=1}^n V_j [G_{kj} \sin \delta_{kj} - B_{kj} \cos \delta_{kj}] &= 0 \quad k = 1, \dots, n_g \end{aligned} \quad (6.53)$$

Donde n_g es el número de aerogeneradores en el parque eólico *offshore*; G, B son la conductancia y susceptancia de la línea de transmisión y transformadores dentro del parque eólico *offshore* y, en consecuencia, las componentes de la matriz. P_{gk} y Q_{gk} son la potencia activa y reactiva de generación de cada GADA que forma el parque eólico, que también incluye la barra de salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

El balance de potencia activa y reactiva en cada barra k conectada al enlace del HVdc, es decir, a los terminales del rectificador, debe considerar el flujo de potencia entrante y de salida en la etapa continua del enlace HVdc. El flujo de potencia reactiva de los filtros pasivos conectados a las barras del rectificador e inversor del enlace HVdc viene representado por una admitancia constante Y_s que es considerado en el balance de potencia reactiva. Entonces, las ecuaciones de igualdad en estas barras se representan como:

$$\begin{aligned} -P_{dr} - V_k \sum_{j=1}^n V_j \left[G_{kj} \cos \delta_{kj} + B_{kj} \sin \delta_{kj} \right] &= 0 \\ -Q_{dr} - V_k \sum_{j=1}^n V_j \left[G_{kj} \sin \delta_{kj} - B_{kj} \cos \delta_{kj} \right] + |V_k|^2 Y_s &= 0 \end{aligned} \quad (6.54)$$

El balance de potencia activa y reactiva en la barra de salida del sistema viene dado por:

$$\begin{aligned} -P_{Gi} + P_{di} &= 0 \\ -Q_{Gi} - Q_{di} + |V_i|^2 Y_s &= 0 \end{aligned} \quad (6.55)$$

Por último, y de igual forma que en el algoritmo anterior, las ecuaciones que modelan el HVdc son consideradas como restricciones de igualdad, y se representan en las ecuaciones (6.27)-(6.35).

El problema de optimización incluye, de manera general, $(2n_g + 14)$ restricciones de igualdad.

Restricciones de desigualdad

Límites de la capacidad de potencia reactiva para cada aerogenerador del parque eólico *offshore*:

$$-\frac{1}{X_s}V_k^2 \leq Q_{Gk} \leq \sqrt{AV_k^2 - P_{Gk}^2} - BV_k^2 \quad k = 1, \dots, n_g \quad (6.65)$$

Límites de tensión en modulo y ángulo de cada barra c.a. del sistema parque eólico *offshore*-HVdc. (V_r y V_i), por lo que:

$$V_{k\min} \leq V_k \leq V_{k\max} \quad k = r, i \quad (6.66)$$

$$\delta_{k\min} \leq \delta_k \leq \delta_{k\max} \quad k = 1, \dots, n \quad (6.67)$$

Límites de los MW de la potencia de salida en los terminales del inversor:

$$P_{gk\min} \leq P_{gk} \leq P_{gk\max} \quad k = i \quad (6.68)$$

$$Q_{gk\min} \leq Q_{gk} \leq Q_{gk\max} \quad k = 1, \dots, (n_g + 1) \quad (6.69)$$

Los límites de funcionamiento en el HVdc representado en el vector \mathbf{X}_{dc} vienen dados por las mismas ecuaciones (6.39)-(6.45), con la salvedad de que ahora se consideran los límites de transmisión en las líneas internas del parque eólico *offshore*:

$$-T_{ik\max} \leq T_{ik} \leq T_{ik\max} \quad (6.77)$$

Donde T_{ik} representa el valor de la potencia aparente de las líneas de transmisión entre las barras i y k , respectivamente.

El problema de optimización incluye $2 \cdot (2n + 3n_g + 15)$ restricciones de desigualdad.

6.4. Gestión de la potencia reactiva en el sistema parque eólico *offshore* conectado mediante un enlace HVdc-LCC

Si tomamos en consideración las restricciones en el sistema, el problema de optimización descrito en los métodos anteriores obtiene la mejor operación en el sistema parque eólico *offshore*-HVdc para una velocidad del viento determinada. De este modo, al cambiar la condición del viento también se obtiene un nuevo punto de operación óptimo. El problema de optimización está resuelto para cada nueva condición de la fuente primaria (viento) en cada paso de tiempo. Se ha definido un paso de tiempo igual a 30 minutos para el método propuesto. Sin embargo, se pueden utilizar periodos más pequeños

dependiendo de los tiempos de respuesta del controlador utilizado.

Uno de los datos que mayor confiabilidad requiere el método de optimización propuesto es la previsión del viento disponible en cada paso de tiempo. Este valor pronosticado se puede obtener mediante algoritmos de predicción [111], [112], o por métodos de persistencia [113], [114]. El horizonte de predicción a corto plazo (15 ó 30 minutos) permite encontrar errores de magnitudes casi despreciables en el análisis de la predicción.

Con la predicción de la fuente primaria (v), resulta posible la estimación de la potencia eólica, P_g entregada por el aerogenerador al aplicar una curva de velocidad-potencia. Una vez calculada la potencia entregada por cada aerogenerador, el siguiente paso es introducir esta potencia al problema de optimización del sistema parque eólico *offshore*-HVdc, ya sea considerando el modelo agregado del parque o el desagregado. La respuesta del problema de optimización serán las variables de control, que establecen las consignas de los sistemas de control para cada GADA en el parque eólico y en el enlace que, a su vez, inciden en las variables dependientes que modelan el estado o comportamiento del sistema en estudio. Las variables de control se definen como:

- Ángulo de disparo en los convertidores del HVdc (α_r, α_i).
- Cambio de tomas para modificar la relación de transformación en los transformadores de los convertidores (a_r, a_i).
- Potencia reactiva generada en cada GADA del parque eólico (Q_{gk}).

La resolución del algoritmo propuesto permite que las variables de control cumplan con las restricciones impuestas en el problema de optimización. Hay que resaltar que la modificación de las consignas en el GADA y en el HVdc se puede realizar de forma automática mediante apropiadas señales de comunicación enviadas a los sistemas de control de estos equipos. Estas consignas afectan a la distribución de la potencia activa y reactiva en el sistema parque eólico *offshore*-HVdc. Las variables dependientes que muestran el comportamiento del sistema son:

- Tensión en c.c. en los convertidores del HVdc (U_{dr}, U_{di}).

- Tensión en c.a. en todos los aerogeneradores del parque eólico (V, δ).
- Potencia activa y reactiva en las barras de alterna del HVdc ($P_{dr}, Q_{dr}, P_{di}, Q_{di}$).
- Tensión en todas las barras que no sean barra PV (V_r, δ_r , ver Fig. 6.4).
- La corriente en c.c. del enlace HVdc (I_d).

En la Figura 6.5 se muestra el diagrama de flujo del método de gestión propuesto, y se señalan las principales operaciones de cálculo ejecutado para un horizonte de tiempo N_m determinado.

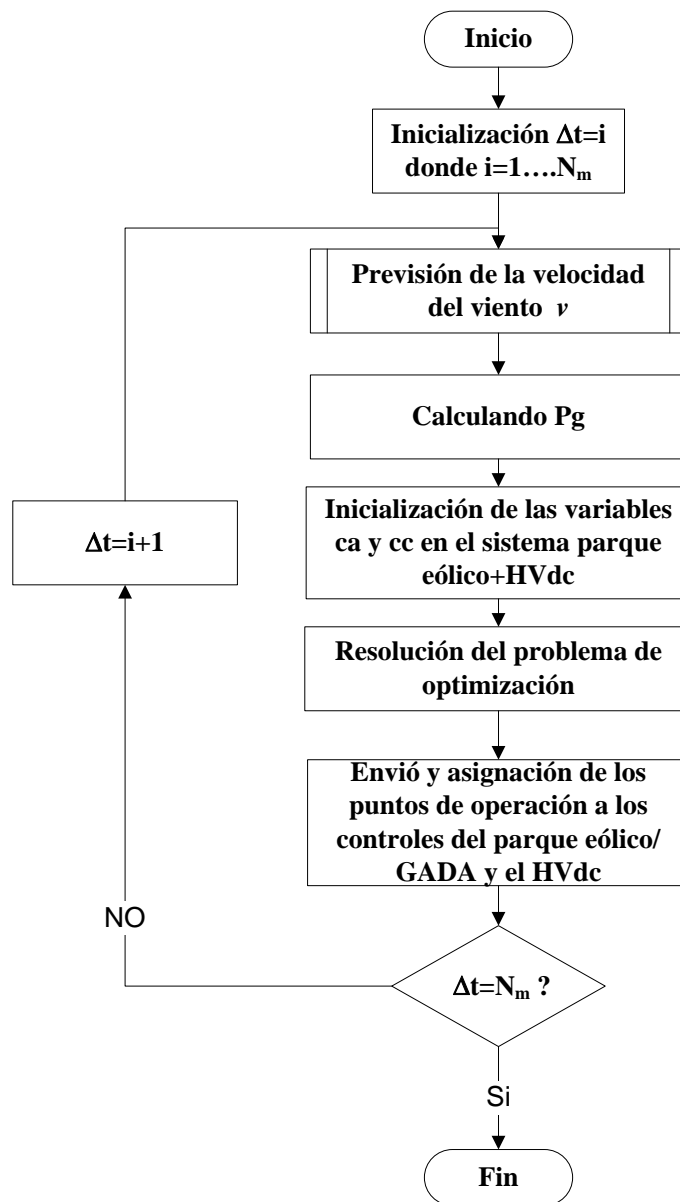


Figura 6.5. Diagrama de flujo del método de gestión del parque eólico *offshore*-HVdc.

6.5. Caso de estudio – Modelo agregado

Para este primer caso se modela un parque eólico *offshore* de 600MW y 230kV. Como se muestra en la Figura 6.6, este parque está conectado al enlace HVdc con configuración bipolar para puentes de 12 pulsos. Tal y como se señaló en el capítulo 3, el parque eólico se ha reducido al utilizar el modelo agregado.

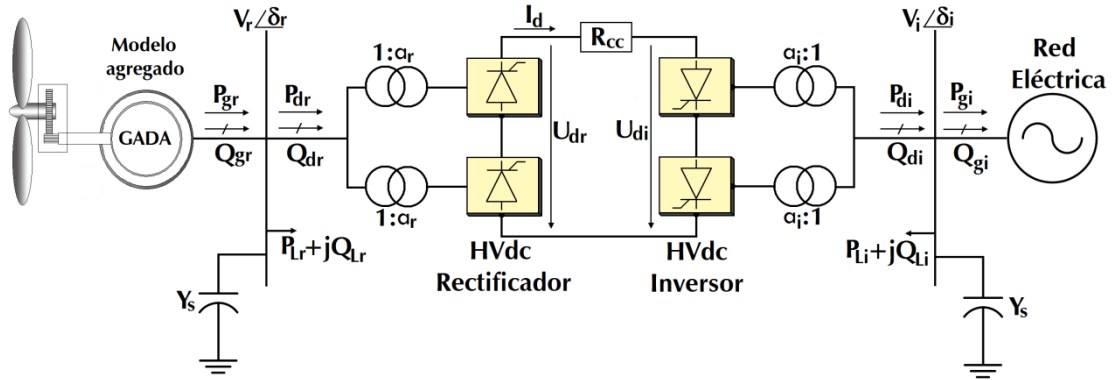


Figura 6.6. Diagrama unifilar del sistema parque eólico *offshore*-HVdc- Modelo agregado.

Como se muestra en las siguientes ecuaciones, el problema de optimización define como función objetivo maximizar la potencia de salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc:

$$\text{Maximizar} \quad P_{gi} \quad (6.78)$$

$$\begin{aligned} \text{Sujeto a} \quad & h(\mathbf{X}) = 0 \\ & g_{\min} \leq g(\mathbf{X}) \leq g_{\max} \end{aligned} \quad (6.79)$$

Donde las restricciones de (6.79) han sido definidas en la sección 6.3 con las ecuaciones (6.21)-(6.45).

Los valores nominales del HVdc son 600MW de potencia y ± 300 kV de tensión continua. Cada convertidor tiene una resistencia de conmutación igual $5.65\Omega/\text{fase}$ (0.0088 p.u). Los filtros conectados en ambos lados del enlace HVdc son modelados como admitancia constante de valor igual a $0.001134S$ (0.1 p.u). Las cargas conectadas en las barras c.a. del rectificador (P_{lr}, Q_{lr}) e inversor (P_{li}, Q_{li}), respectivamente, son despreciadas. Las bases del sistema en la etapa de alterna son $V_{ac \text{ base}} = 230\text{kV}$ y $S_{base} = 600\text{MVA}$. Las bases en la etapa de continua se definen con las ecuaciones mostradas en el apéndice del mismo modo que los demás parámetros del sistema.

La resolución del problema de optimización propuesto fija el rango de valores en el que oscilan todas las variables de optimización definidas en la ecuación (6.17). Las siguientes tablas muestran los límites máximos y mínimos para las variables c.a. y c.c.

En la Tabla 6.1 se muestran los límites de las variables de optimización en la etapa de alterna. De igual manera, en la Tabla 6.2 quedan contemplados los límites de las variables de optimización en la etapa de continua.

Tabla 6.1 Rango de las variables c.a.-Modelo agregado

	Limites	
	Min	Max
V_r (p.u.)	0.95	1.05
ϕ_r (°)	-90	90
P_{gr} (p.u.)	0.0	1.10
V_i (p.u.)	0.95	1.05
ϕ_i (°)	-90	90

Tabla 6.2 Rango de las variables c.c.-Modelo agregado

	Limites	
	Min	Max
U_{dr} (p.u.)	0.9	1.1
a_r	0.2	1.4
P_{dr} (p.u.)	0.0	1.01
Q_{dr} (p.u.)	-1.0	1.0
α_r (°)	-10	10
μ_r (°)	0.0	60
U_{di} (p.u.)	0.9	1.1
a_i	0.2	1.4
P_{di} (p.u.)	0.0	1.1
Q_{di} (p.u.)	-1.0	1.0
α_i (°)	-10	10
μ_i (°)	0.0	60

6.5.2. Resultados de la simulación

En la potencia activa generada del modelo agregado del parque eólico basado en un GADA P_{gr} es considerada un valor fijo en el problema de optimización. Este valor depende

principalmente de la velocidad del viento y de la curva de potencia del aerogenerador. Utilizando el método propuesto (6.11)-(6.12) para resolver el problema de optimización en todo el rango de velocidad para el que está diseñado el aerogenerador, se fija el valor de P_{gr} de forma secuencial en un intervalo de potencia de 0.01 pu hasta 1.01 pu con un paso incremental de 0.01 pu.

La capacidad de potencia reactiva del modelo agregado del parque eólico *offshore* está comprendida entre -0.35p.u y 0.7p.u cuando la potencia activa de entrada en el aerogenerador es igual a cero.

El parámetro resistivo del cable por unidad de longitud es igual a 0.0217 Ω /km [115]. Se han considerado en las simulaciones tres diferentes longitudes en el enlace HVdc:

- a) $L=100\text{km}$, la resistencia equivalente R_{cc} del modelo equivalente del HVdc es igual a $R_1 = 2.17\Omega$ (0,0034 p.u).
- b) $L=150\text{km}$, la resistencia equivalente R_{cc} del modelo equivalente del HVdc es igual a $R_2 = 3.26\Omega$ (0,0051 p.u).
- c) $L=200\text{km}$, la resistencia equivalente R_{cc} del modelo equivalente del HVdc es igual a $R_2 = 4.34\Omega$ (0,0067 p.u).

El filtro pasivo, modelado como una admitancia, es un parámetro importante para el análisis de las simulaciones con este modelo debido a las restricciones en los rangos de operación de las variables de optimización en el parque eólico *offshore*-HVdc. Las restricciones en la capacidad de potencia reactiva tienen una influencia directa en la potencia inyectada por el filtro pasivo. Se han considerado tres simulaciones con diferentes valores de la admitancia del filtro para analizar el comportamiento del sistema, en el que Y_s es igual a 0.1, 0.2 y 0.3 p.u., respectivamente.

La Figura 6.7 muestra las variaciones en las tensiones c.c. del rectificador e inversor, respectivamente, para las tres longitudes en el enlace HVdc. La potencia activa inyectada, P_{gr} del modelo agregado del parque, varía en todo el rango de valores predeterminado y la admitancia Y_s es igual a 0.1p.u.

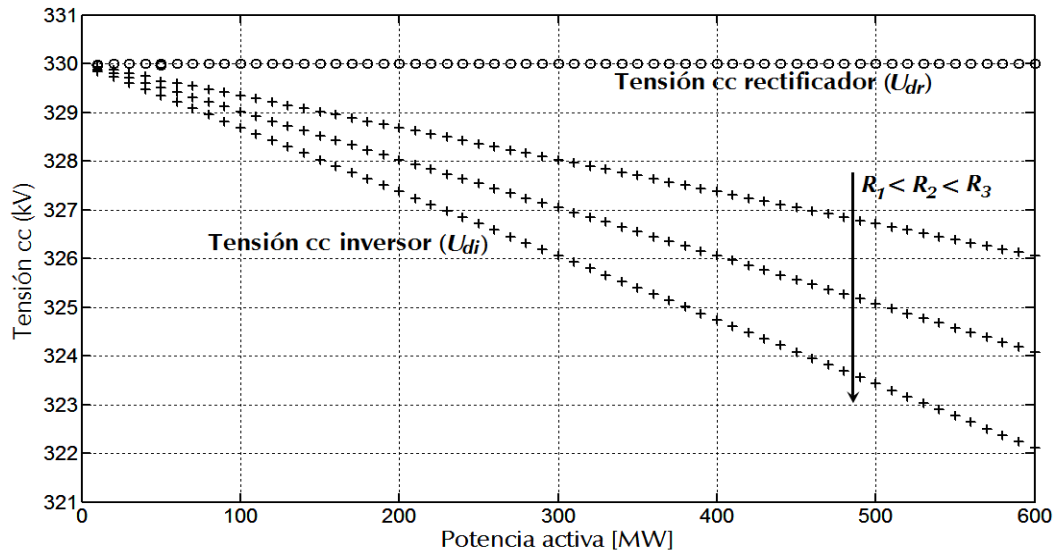


Figura 6.7. Tensión en c.c. en el rectificador e inversor para tres longitudes en el HVdc (100km, 150 y 200km) y $Y_s=0.1$ p.u – Modelo agregado.

Con el propósito de mantener el balance de potencia activa y reactiva en la barra c.a. del rectificador en el HVdc (restringido por la curva de capacidad de potencia reactiva, según la ecuación 6.36), y minimizar las pérdidas en el enlace, la resolución del problema de optimización propuesto alcanza valores óptimos en la tensión en c.c. del rectificador U_{dr} ajustándola a su máximo valor posible (ver Figura 6.7). Este resultado es muy coherente con la teoría expuesta en las secciones anteriores. Al ser la potencia inyectada en el rectificador P_{dr} constante en cada paso incremental, esta restricción se cumple si la corriente I_d se reduce según la ecuación (6.2), y si se mantiene la tensión U_{dr} en su límite máximo. En la ecuación (6.28) se observa que el valor de la corriente I_d está en función de las tensiones en el rectificador e inversor. Tal y como se observa en la Figura 6.7, al aumentar la potencia eólica inyectada por el aerogenerador equivalente disminuye la tensión en el inversor. Esta reducción es más significativa al aumentar la longitud del cable en el enlace HVdc o, lo que es lo mismo, al aumentar la magnitud de R_{cc} .

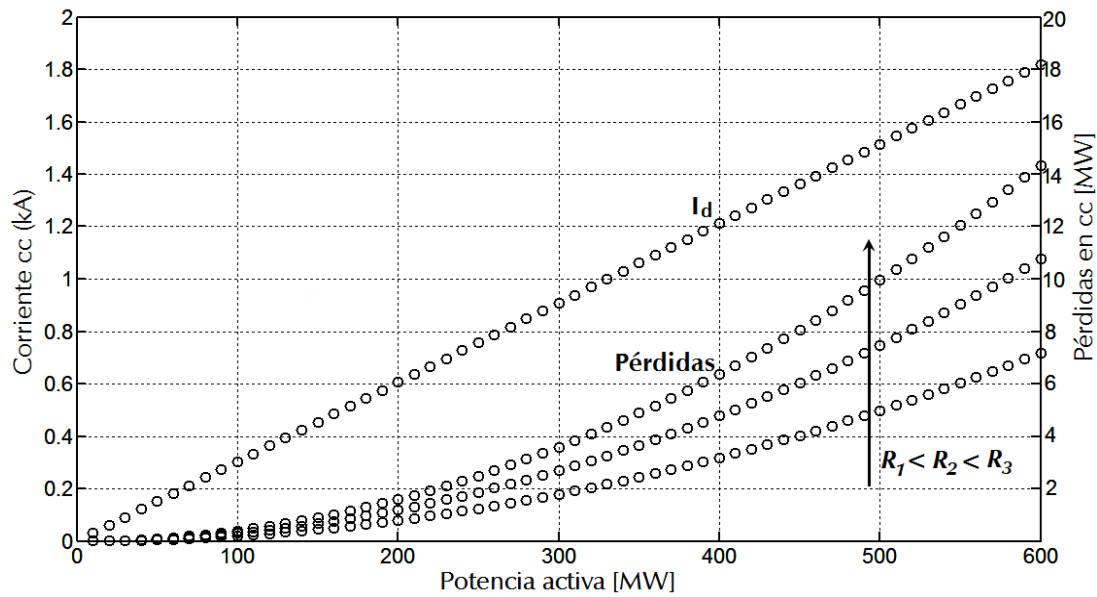


Figura 6.8. Corriente c.c. y pérdidas en el enlace HVdc para tres longitudes en el HVdc (100km, 150 y 200km) y $Y_s=0.1\text{p.u}$ – Modelo agregado.

Según (6.2) y (6.28), la corriente I_d en el enlace HVdc depende únicamente de la potencia entregada por el GADA. En la Figura 6.8 se observa cómo la corriente aumenta su magnitud cuando la potencia transmitida se incrementa en el enlace HVdc, independientemente de la resistencia R_{cc} . Tal y como se esperaba, las pérdidas en la línea dependerán de la resistencia, dando lugar a diferentes curvas.

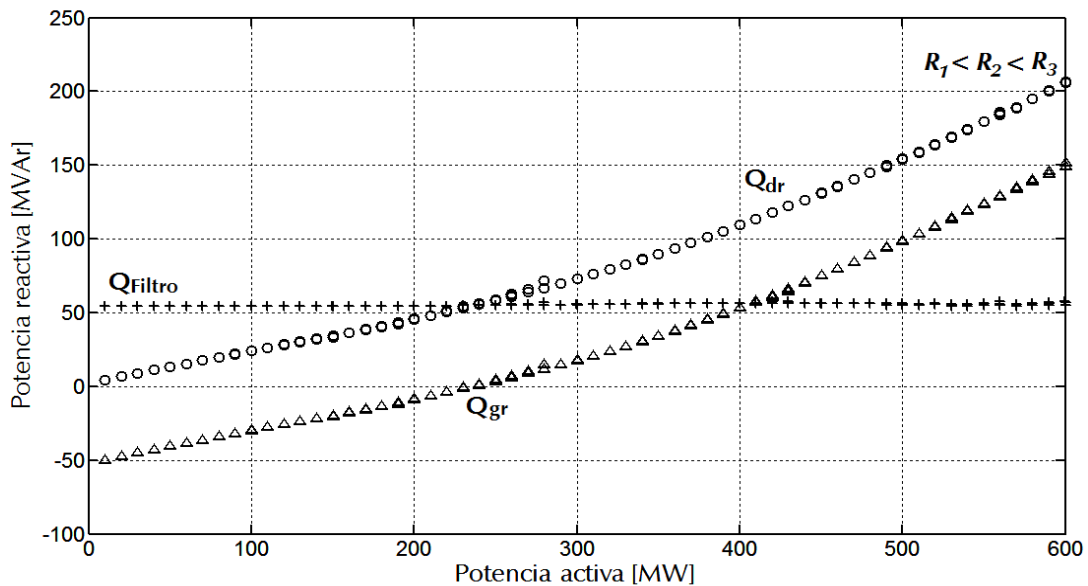


Figura 6.9. Potencia reactiva en el rectificador, GADA y filtro para tres longitudes en el HVdc (100km, 150 y 200km) y $Y_s=0.1\text{p.u}$ – Modelo agregado.

La Figura 6.9 muestra el balance de potencia reactiva en la barra c.a. del rectificador para las tres longitudes en la línea del enlace HVdc y la admitancia del filtro constante. El

HVdc requiere para su funcionamiento la inyección de potencia reactiva en el rectificador e inversor, respectivamente. El filtro pasivo genera una magnitud fija de potencia reactiva necesaria para la operación del HVdc. El GADA coopera en la operación óptima variando la potencia reactiva inyectada cuando se modifica la potencia transmitida por el enlace. Cabe resaltar que los límites de capacidad de potencia reactiva del modelo agregado del parque eólico *offshore* se cumplen para todo el rango de potencia activa de entrada. El efecto del filtro pasivo sobre la operación óptima es analizado en la Figura 6.10.

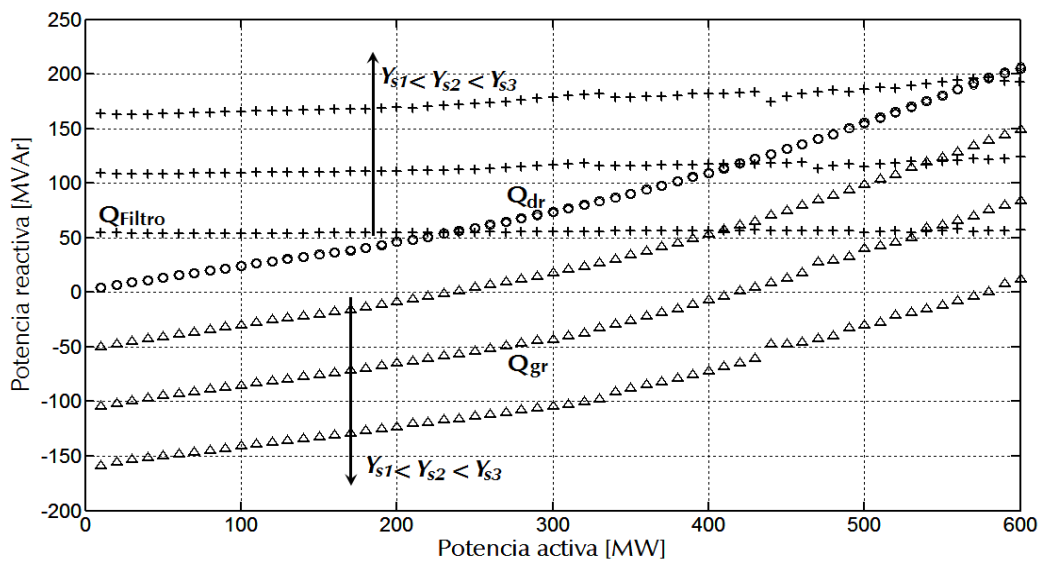


Figura 6.10. Potencia reactiva en el rectificador, GADA y filtro para tres valores de la admitancia del filtro, longitud del HVdc igual a 150km – Modelo agregado.

En esta figura se muestran los cambios de la potencia reactiva en el rectificador, tanto en el GADA como en el filtro, para diferentes valores de Y_s . La longitud de la línea en el enlace HVdc se mantiene constante en 150km ($R_{cc} = 3.26\Omega$). Como se observa en la Figura 6.10, cuando el valor de la admitancia disminuye también lo hace la inyección de potencia reactiva en la barra c.a. del rectificador. El GADA incrementa su potencia reactiva cumpliendo con los límites de capacidad de potencia reactiva de la ecuación (6.36) para mantener el balance de potencia reactiva en la barra del rectificador. De esta forma se obtienen los valores óptimos en el consumo de potencia reactiva Q_{dr} en el lado del rectificador del HVdc para cada paso incremental de la potencia P_{gr} . Las curvas que aparecen en la Figura 6.10 señalan la importancia que tiene el GADA para el funcionamiento óptimo en el sistema del parque eólico *offshore* -HVdc.

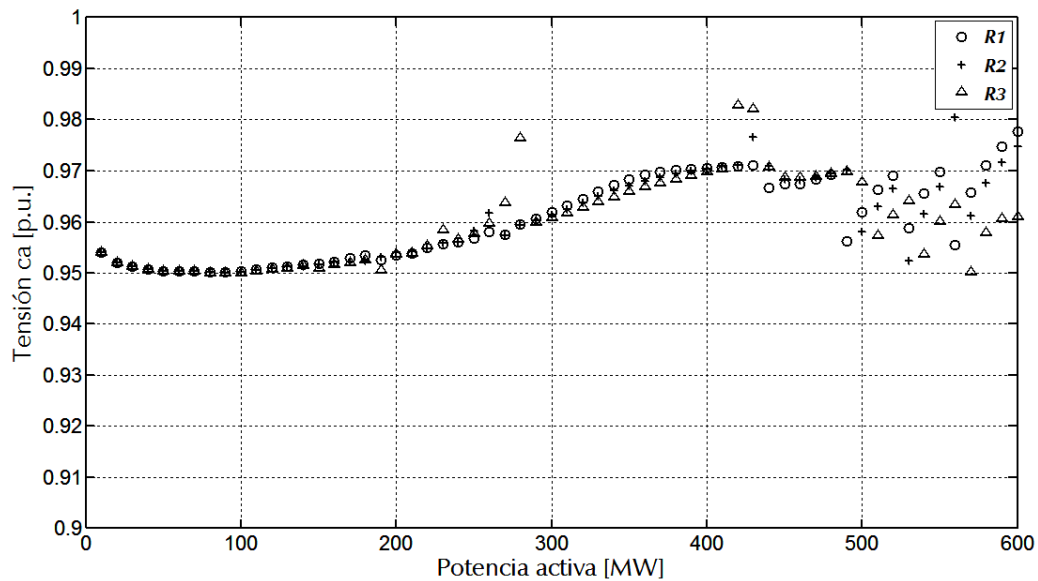


Figura 6.11. Tensión en c.a. en el rectificador para tres longitudes en el HVdc (100km, 150 y 200km) y $Y_s=0.1\text{p.u}$ – Modelo agregado.

En la Figura 6.11 se observa cómo la tensión en c.a. en el rectificador del enlace HVdc adopta diferentes valores óptimos en las simulaciones dependiendo de la potencia eólica inyectada en el aerogenerador. La resolución del problema de optimización propuesto calcula la tensión en c.a. óptima para mantener el balance de la potencia reactiva en este lado (ver Figura 6.10). La tensión permanece con magnitudes cercanas a la unidad para la mayoría de la potencia generada, con lo que se reduce, de esta forma, la potencia magnetizante absorbida por la máquina eléctrica. Tal y como se observa en la Figura 6.11, la tensión en c.a. en el rectificador no depende de las longitudes del enlace HVdc. La Figura 6.12 señala la variación de esta tensión con los diferentes valores de la admitancia del filtro pasivo conectado en la barra c.a. del rectificador. Para estas simulaciones se ha dejado constante la longitud de la línea en el enlace del HVdc en 150km.

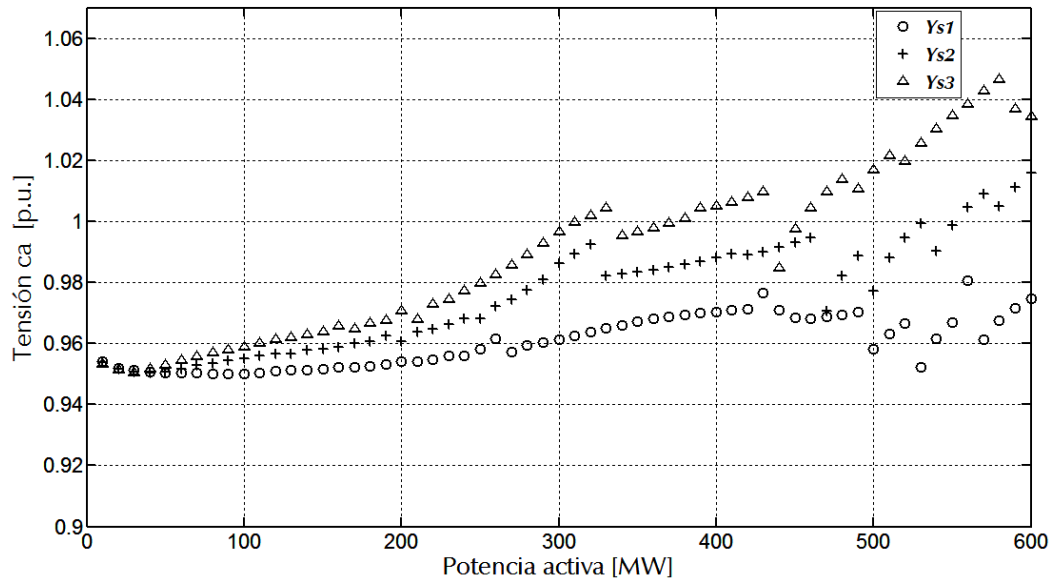


Figura 6.12. Tensión en ca en el rectificador para tres valores de la admitancia del filtro ($Y_{s1}=0.1$ p.u., $Y_{s2}=0.2$ p.u. y $Y_{s3}=0.3$ p.u.), longitud del HVdc igual a 150 km – Modelo agregado.

La Figura 6.12 indica que, al aumentar la magnitud de Y_s , la solución óptima requiere magnitudes elevadas en la tensión c.a. en la barra del rectificador para encontrar el balance de la potencia reactiva. Obsérvese que la curva presenta unas discontinuidades en la solución debido a que las restricciones llegan a sus límites, por lo que se introducen cambios para encontrar la solución óptima.

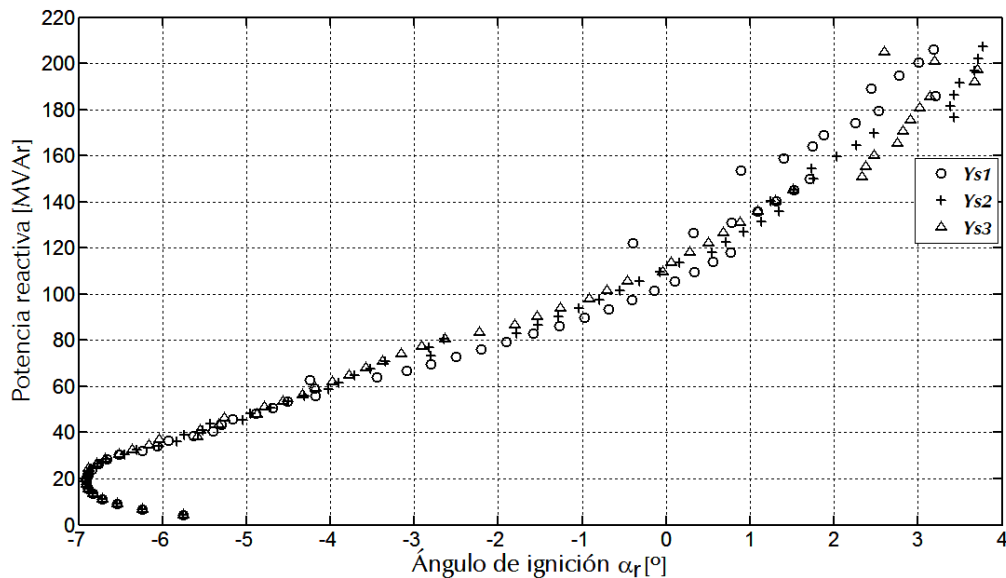


Figura 6.13. Potencia reactiva en el rectificador vs ángulo de ignición para tres valores de la admitancia del filtro ($Y_{s1}=0.1$ p.u., $Y_{s2}=0.2$ p.u. y $Y_{s3}=0.3$ p.u.), longitud del HVdc igual a 150 km – Modelo agregado.

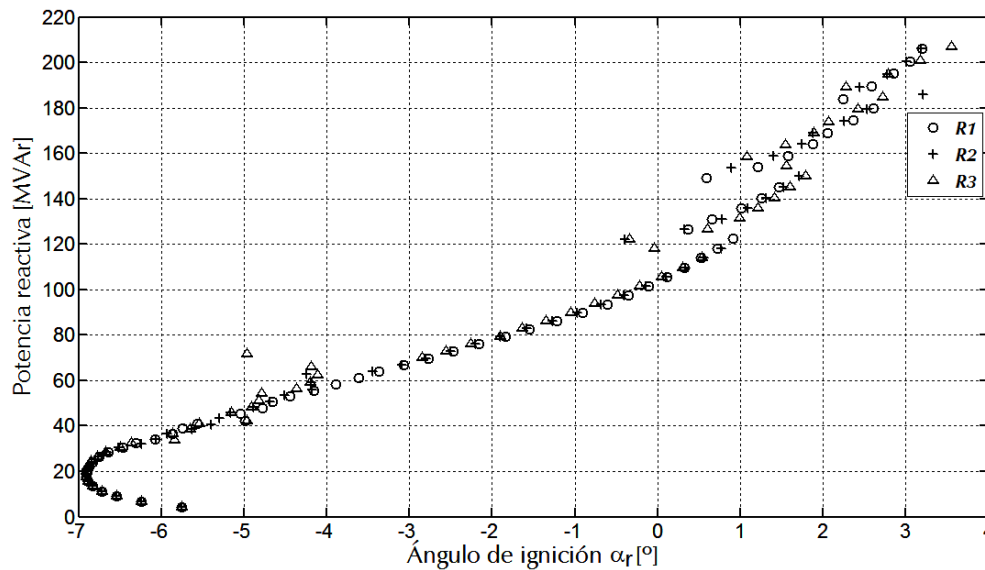


Figura 6.14. Potencia reactiva en el rectificador vs ángulo de ignición para tres longitudes en el HVdc (100km, 150 y 200km) y $Y_s=0.1\text{p.u}$ – Modelo agregado.

U_{dr} es casi constante en todas las simulaciones para la solución óptima en la tensión en c.c. en el rectificador (ver Figura 6.7). Por lo tanto, el ángulo de ignición α_r debe variar de forma apropiada para un funcionamiento óptimo, tal y como se expresa en (6.26). Las Figuras 6.13 y 6.14 muestran la influencia del ángulo de ignición en el consumo de potencia reactiva del enlace del HVdc (rectificador) para las tres longitudes en la línea del HVdc y los valores de admitancia del filtro pasivo, respectivamente. Se requieren pequeñas variaciones en el ángulo para un funcionamiento óptimo del sistema parque eólico *offshore*-HVdc en todas las simulaciones. Esta solución sugiere la posibilidad de analizar la respuesta utilizando un rectificador no controlado en lugar de convertidores controlados, ya que estos últimos tienden a ser más caros. Al ajustar el ángulo de ignición a cero la solución no cambia significativamente, tal y como muestran las Figuras 6.13 y 6.14.

6.6. Caso de estudio – Modelo desagregado

Para este caso se modela un sistema eléctrico integrado por un parque eólico *offshore* de 300MW (que comprende 72x5MW aerogeneradores con GADA), un sistema colector en alta mar, la red de transporte HVdc-LCC y la conexión a la red eléctrica. La Figura 6.15 muestra el sistema descrito. El colector en alta mar recibe 12 hileras de aerogeneradores que conforman la configuración del parque eólico *offshore* en estudio. Cada hilera está formada por seis aerogeneradores para un nivel de tensión de 30kV conectados entre sí por cables eléctricos submarinos de $L=500$ m de longitud. Al final de cada hilera se conecta un transformador elevador con el sistema colector en alta mar que comprende la

barra 7, con una relación de transformación de 30kV/230kV, una potencia nominal de 30MVA e impedancia de cortocircuito de 10%.

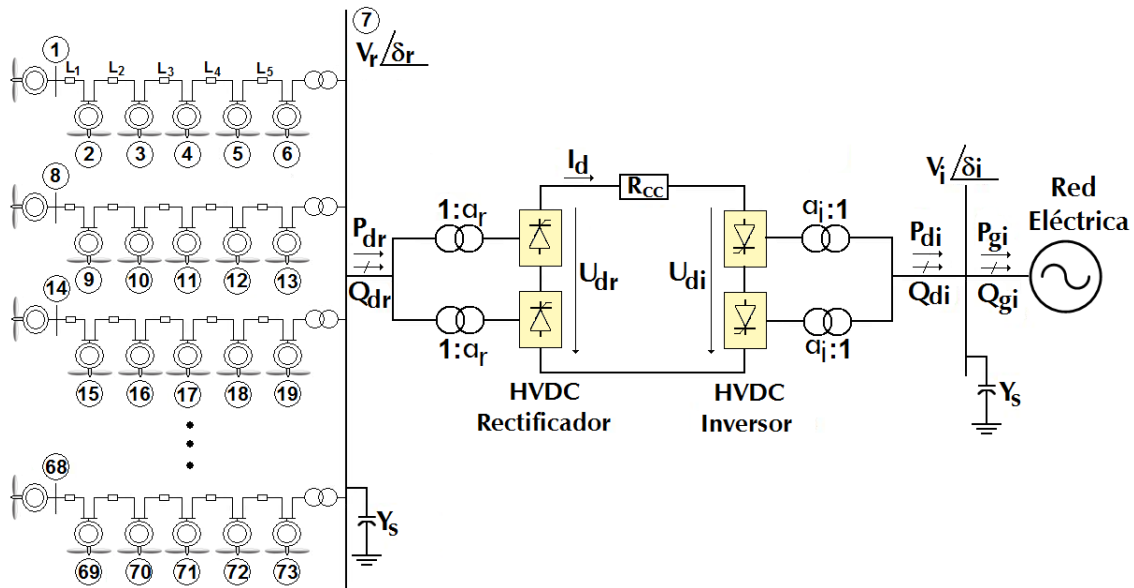


Figura 6.15. Diagrama unifilar del sistema parque eólico offshore-HVdc – Modelo desagregado.

El análisis seguirá el algoritmo de gestión propuesto en la sección 6.4. La distribución del viento que incide en cada aerogenerador es uniforme. Sin embargo, este algoritmo puede considerar que las velocidades del viento que incida en cada aerogenerador sean diferentes.

El enlace HVdc tiene uno valores nominales de 600MW de potencia y ± 300 kV de tensión continua. La configuración de los convertidores en el enlace HVdc es bipolar, con un puente de 12 pulsos. Cada convertidor tiene una resistencia de conmutación igual a $22.8\Omega/\text{fase}$ (0.0213p.u.). La resistencia por kilómetro en el cable del enlace HVdc es igual a $0.0151\Omega/\text{km}$ [115]. En este análisis la longitud de cable permanece en todas las simulaciones desarrolladas constante en 150km para adoptar un valor de la resistencia igual a $R_l = 2.265\Omega$ (0.0021 pu). Los filtros conectados en ambas barras en c.a. del enlace HVdc se modelan como una admitancia con dos pasos discretos dependiendo de la velocidad del viento incidente en el parque. Para velocidades del viento de baja carga la admitancia toma un valor igual a $576.1 \times 10^{-6}\text{S}$ (0.083 p.u.), y para velocidades del viento de alta carga el valor de la admitancia es igual a $2457.5 \times 10^{-6}\text{S}$ (0.361 p.u.). Las bases en c.a. son $V_{ac\text{ base}} = 230\text{kV}$ y $S_{base} = 360\text{MVA}$.

En la Tabla 6.3 y 6.4 se contemplan los rangos de las variables de optimización en la etapa de alterna y continua, respectivamente. De igual manera, en la Tabla 6.5 se muestran los parámetros de las líneas que conectan los aerogeneradores en el parque eólico *offshore*.

Tabla 6.3 Rango de las variables c.a.-Modelo desagregado

	Límites	
	Min	Max
V_k (p.u.)	0.95	1.05
δ_k (°)	-90	90
P_{gk} (p.u)	0.0	1.5
Q_{gk} (p.u.)	-10	10

Tabla 6.4 Rango de las variables c.c.-Modelo desagregado

	Límites	
	Min	Max
$U_{dr,i}$ (p.u.)	0.95	1.05
$\varphi_{r,i}$ (°)	-90	90
I_d (p.u)	0.0	2.07
$a_{r,i}$	0.1	1.5
$P_{dr,i}$ (p.u)	0.0	1.5
$Q_{dr,i}$ (p.u.)	-10	10
$\alpha_{r,i}$ (°)	-10	20
$\mu_{r,i}$ (°)	0.0	60

Tabla 6.5 Parámetros de las líneas [115]

	Z	C
	(Ω/km)	($\mu\text{F}/\text{km}$)
L_1	$0.20+j0.1288$	1.80
L_2	$0.20+j0.1288$	1.80
L_3	$0.13+j0.1194$	0.21
L_4	$0.13+j0.1194$	0.21
L_5	$0.08+j0.1131$	0.25

La capacidad total de potencia reactiva para cada aerogenerador de 5MW del parque eólico *offshore* está comprendida entre -0.3519p.u y 0.658 p.u cuando la potencia activa de entrada es igual a cero.

6.6.2. Resultado de la simulación

Los resultados de las simulaciones llevadas a cabo en el sistema mostrado en la Figura 6.15 están agrupados en dos partes. La primera parte muestra el comportamiento del sistema parque eólico *offshore*-HVdc ante diferentes funciones objetivos para estudiar la relación entre la potencia activa y reactiva, así como el factor de potencia en el punto de conexión del sistema con la red eléctrica. La segunda parte presenta las simulaciones para un perfil de velocidad del viento real, y muestra la eficacia del método de optimización propuesto.

6.6.2.1. Variabilidad de la potencia reactiva del sistema desagregado parque eólico *offshore*-HVdc

El problema de optimización que se propone resolver el método propuesto tiene la siguiente forma:

$$\text{Maximizar} \quad f \quad (6.80)$$

$$\text{Sujeto a} \quad h(\mathbf{X}) = 0 \quad (6.81)$$

$$g_{\min} \leq g(\mathbf{X}) \leq g_{\max}$$

Donde las restricciones de (6.81) han sido definidas en la sección 6.4 con las ecuaciones (6.53)-(6.77). La función objetivo es maximizar la potencia activa de salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

Esta función objetivo tiene como prioridad reducir las pérdidas en el sistema y tratar de encontrar un reparto óptimo de la potencia reactiva debido a la naturaleza no despachable de los parques eólicos.

La función objetivo es evaluada para todo el rango de velocidad del viento incidente en cada aerogenerador (de 4m/s hasta la velocidad nominal de 12m/s) simulado en 21 pasos incrementales.

Las Figuras 6.16 y 6.17 muestran la eficacia del método propuesto en la sección 6.1.2 para reducir las pérdidas en el sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

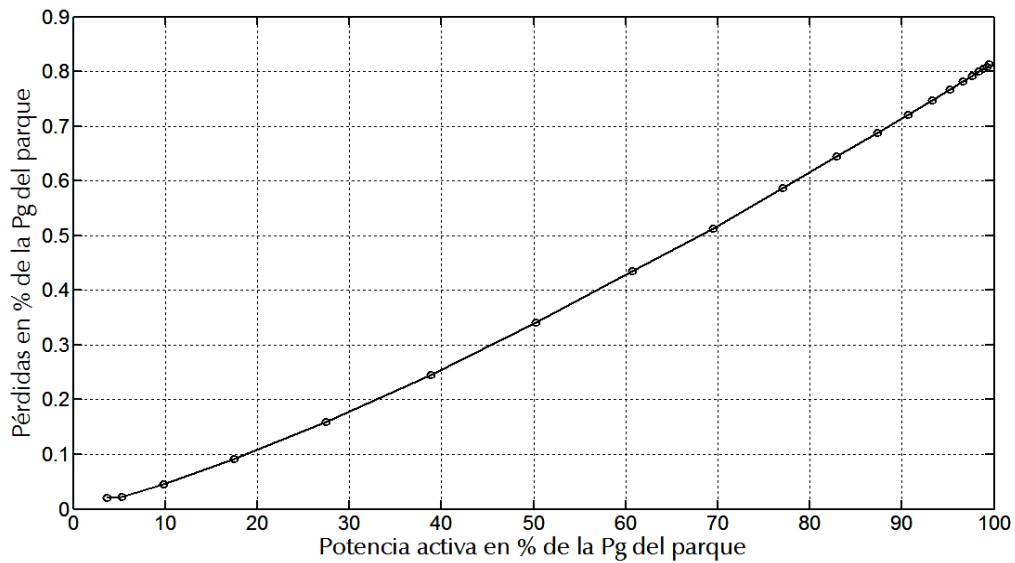


Figura 6.16. Pérdidas en el parque eólico *offshore*.

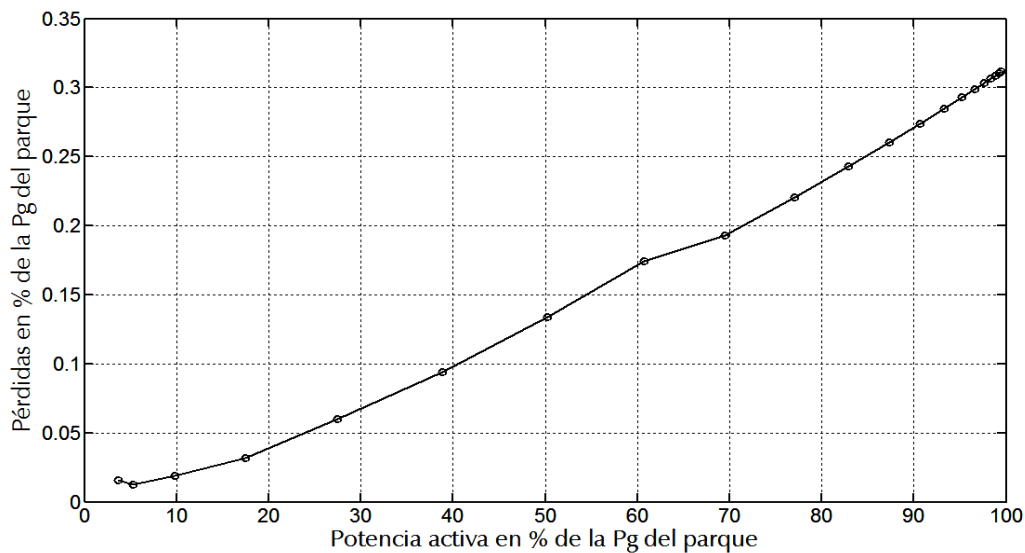


Figura 6.17. Pérdidas en el enlace HVdc.

En estas figuras las pérdidas del sistema parque más HVdc está por debajo del 1% de la potencia total entregada por el sistema. El reparto de la potencia reactiva en el parque por parte de los aerogeneradores disminuye el flujo de corriente dentro de las líneas de distribución. En la Fig. 6.18 se muestran los factores de potencia a la salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc y a la entrada del enlace HVdc.

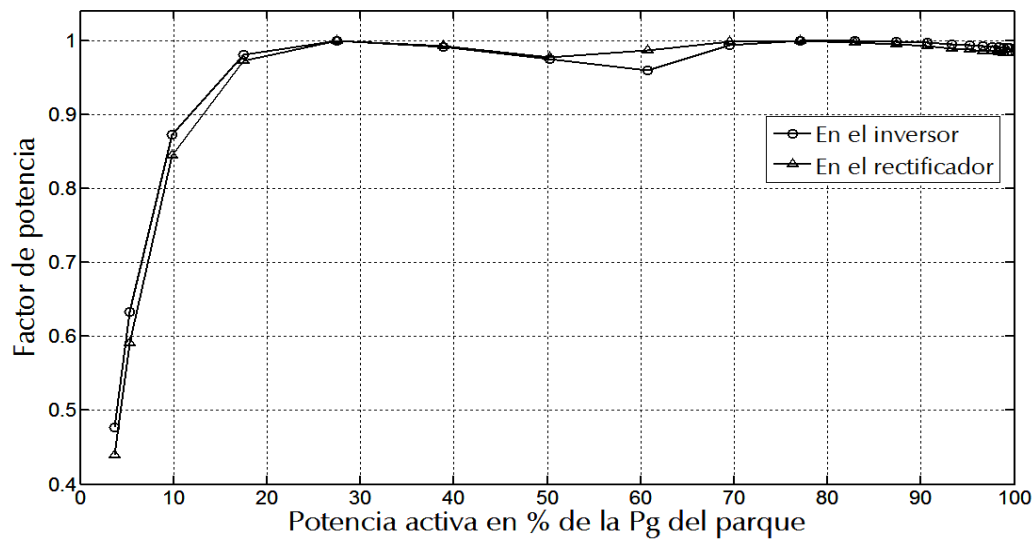


Figura 6.18. Factor de potencia en el rectificador e inversor del enlace HVdc.

Esta curva indica que, cuando el parque eólico está conectado a la red a través del enlace HVdc-LCC, el control de la potencia reactiva disponible en cada GADA no es propagado después del enlace HVdc. Además, el factor de potencia disponible en la barra de conexión del sistema depende de la velocidad del viento. Por consiguiente, el sistema parque eólico *offshore*-HVdc tiene limitada su capacidad de potencia reactiva, y no es capaz de alcanzar los niveles de potencia demandados por el OS (por ejemplo, mantener un mismo factor de potencia en todo el rango de velocidades del viento).

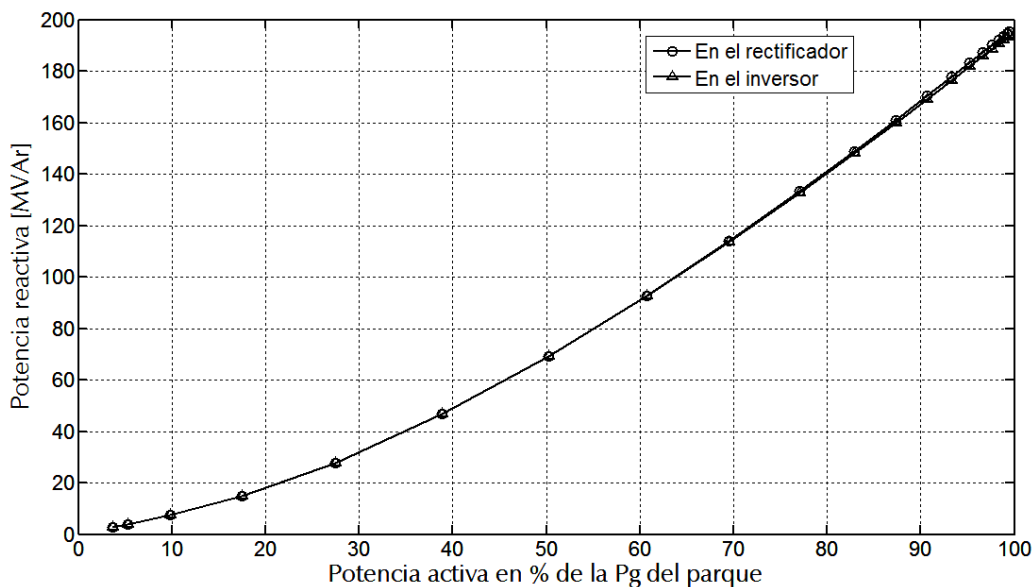


Figura 6.19. Potencia reactiva en el rectificador e inversor del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

La Figura 6.19 muestra las curvas de la potencia reactiva a la salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc y a la entrada del enlace HVdc. Estas curvas señalan los requerimientos de potencia reactiva que se traducen en cambios en las consignas de

control de la potencia reactiva en los aerogeneradores del parque eólico, en los ángulos de disparo en los convertidores del enlace HVdc y en la relación de transformación de los transformadores de los convertidores. Hay un ligero cambio al final del rango de velocidades debido al hecho de que en el parque eólico cada GADA participa en el reparto de potencia reactiva al enlace HVdc. Es por esto último por lo que la capacidad de potencia reactiva en los GADA resulta fundamental para el funcionamiento óptimo del HVdc, aunque no es útil para modificar la potencia reactiva a la salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

6.6.2.2. Gestión óptima de la potencia reactiva maximizando la potencia activa de salida del parque eólico *offshore*-HVdc

En esta sección se analiza el comportamiento de la herramienta de gestión de la potencia reactiva para un perfil de velocidad del viento real. La Figura 7.17 muestra una típica curva de velocidad del viento en la Península Ibérica durante el mes de junio [104].

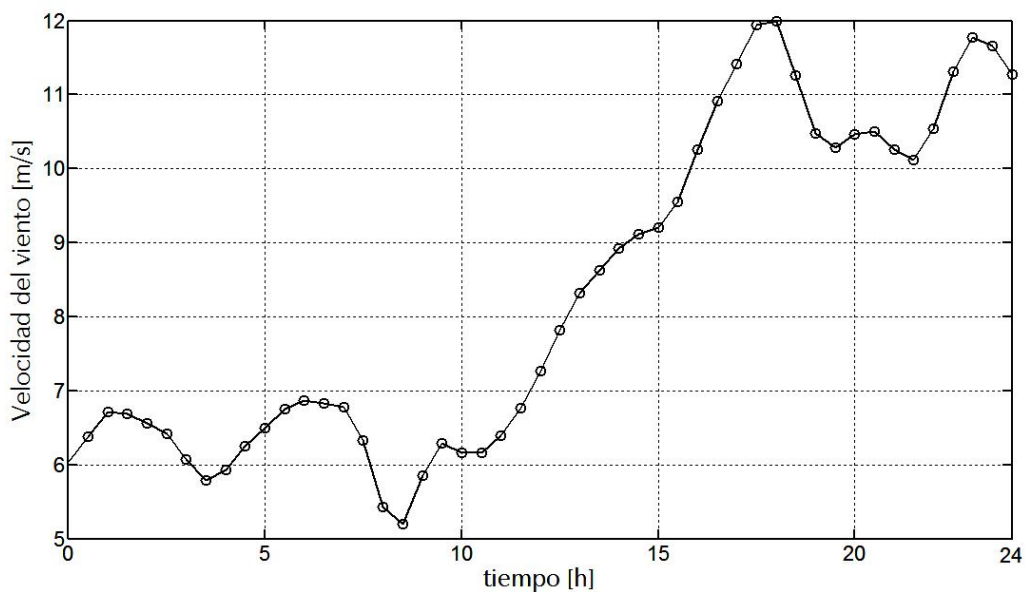


Figura 6.20. Velocidad del viento incidente en las aeroturbinas del parque eólico *offshore*.

Esta curva incide de manera uniforme en todos los aerogeneradores del parque eólico *offshore*. La Figura 6.21 muestra la potencia activa de salida en cada aerogenerador del parque. De acuerdo con la estrategia de control presentada en el capítulo 3, el sistema de control del GADA permite la extracción de la máxima potencia del viento con pasos de tiempo incremental de 30 minutos entre intervalos.

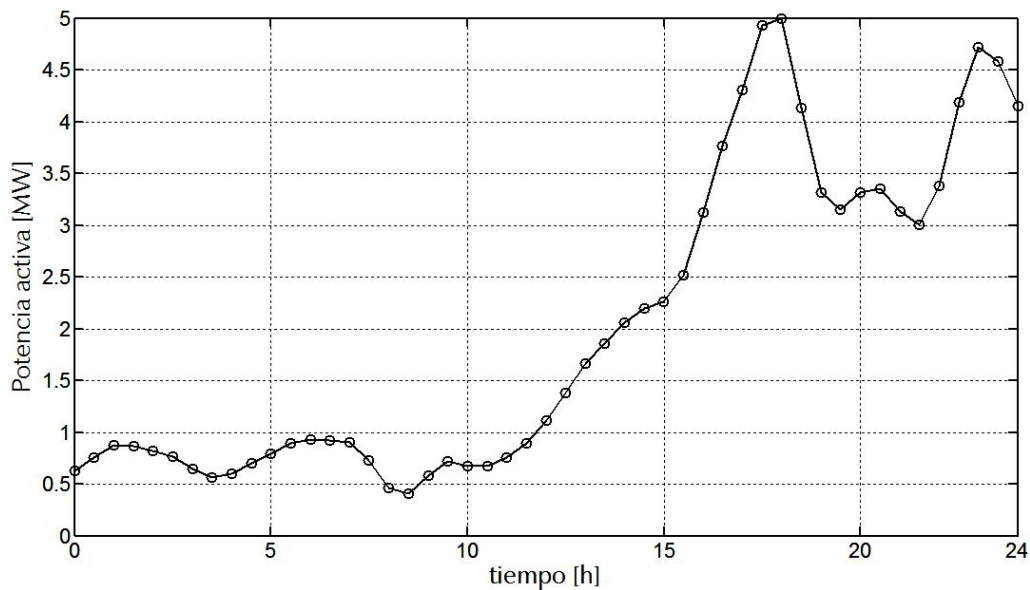


Figura 6.21. Potencia activa generada en cada GADA del parque eólico *offshore*.

La Figura 6.22 ilustra la variación de la potencia reactiva de salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc, para la función objetivo formulada en la sección anterior.

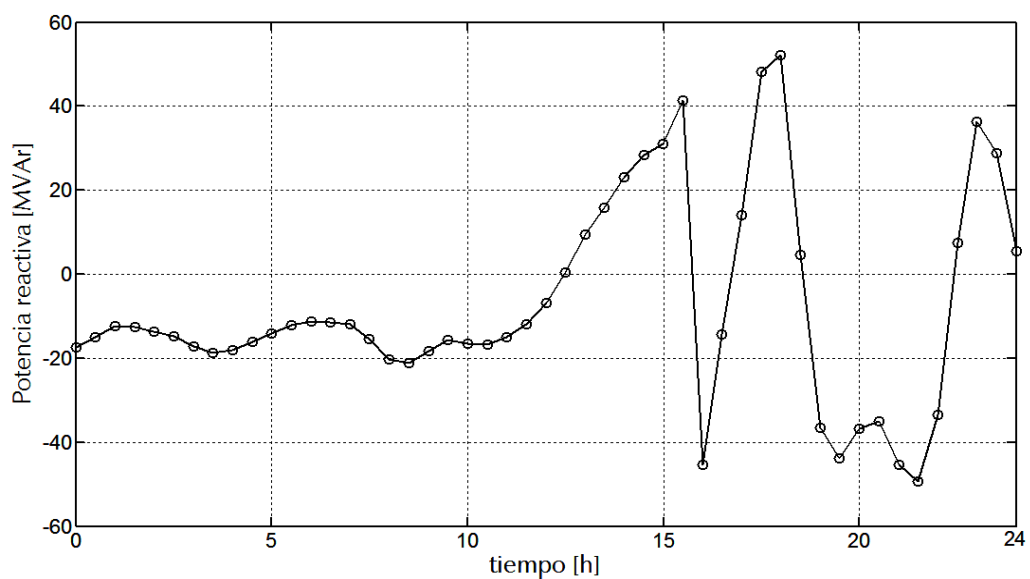


Figura 6.22. Potencia reactiva en la barra de salida del sistema parque eólico *offshore*-HVdc.

Obsérvese cómo el sistema parque eólico *offshore*-HVdc modifica la inyección de potencia reactiva en la barra de salida en función del viento disponible. Por lo tanto, se necesita otra fuente de potencia reactiva para cubrir la demanda de la red si, por ejemplo, el OS busca un factor de potencia unitario.

La Figura 6.23 contempla la potencia reactiva entregada por cada GADA ($Q_{g1}...Q_{g2}$) de la primera fila del parque eólico *offshore* (ver Fig. 6.15).

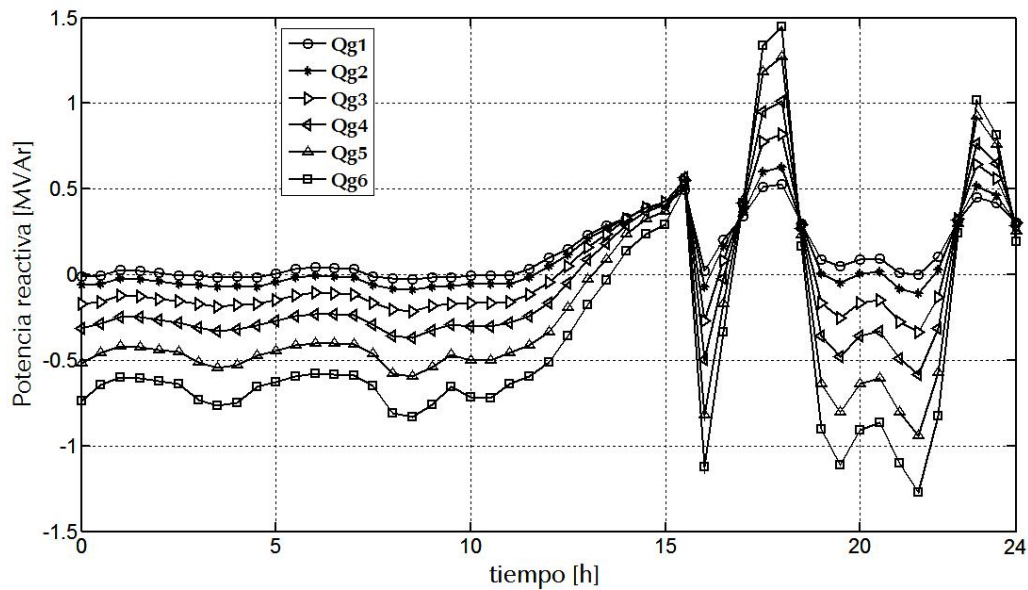


Figura 6.23. Potencia reactiva en cada GADA del parque eólico offshore.

Cabe resaltar cómo contribuye cada GADA en la Figura 6.23 en el reparto de la potencia reactiva en el parque eólico offshore para reducir las pérdidas y cumplir con la demanda de potencia reactiva del enlace HVdc. Tal y como se observa en las curvas, a menor velocidad del viento hay pequeñas variaciones en la potencia reactiva entregada por cada GADA. De esta forma cada GADA ajusta sus consignas de potencia reactiva para cumplir con la función objetivo del problema de optimización.

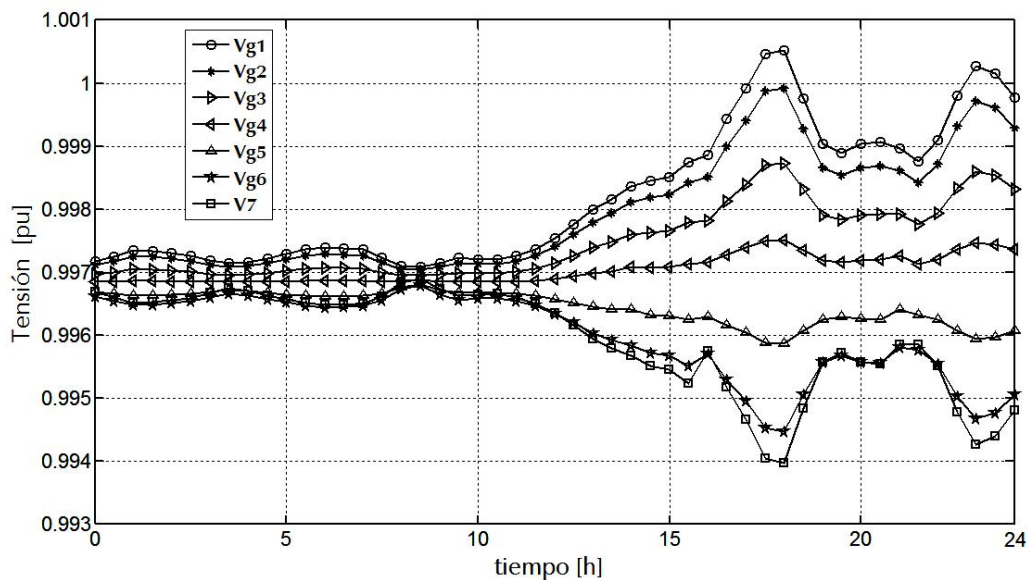


Figura 6.24. Magnitudes de tensión en ca en la primera hilera del parque eólico offshore.

La Figura 6.24 muestra los módulos de tensión en c.a. (variables dependientes) en las barras donde se conectan los GADA de la primera fila del parque eólico offshore. Se evidencia cómo los módulos ($V_{g1}, V_{g2}, \dots, V_7$) adoptan diferentes valores óptimos en la

simulación según los cambios en el perfil de la velocidad del viento. El método propuesto de optimización calcula las tensiones óptimas necesarias para mantener el balance de potencia reactiva en el parque eólico *offshore* y en la barra colectora del enlace HVdc. De esta forma los módulos se mantienen en valores cercanos a la unidad, con lo que se reduce el consumo de potencia magnetizante en los GADA.

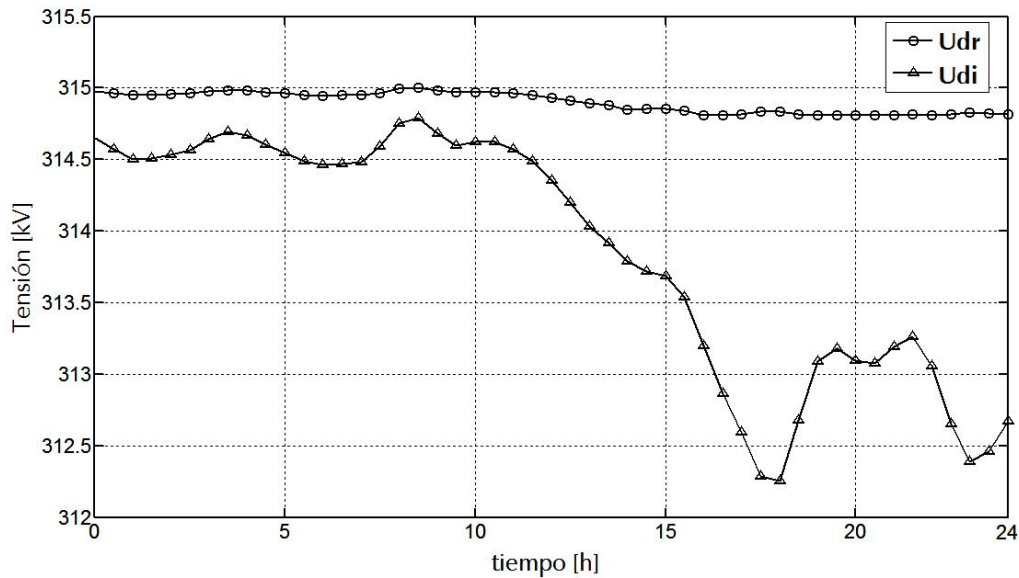


Figura 6.25. Tensión en c.c. en el rectificador e inversor en el enlace HVdc.

La Figura 6.25 muestra cómo el funcionamiento óptimo del sistema hace que la tensión en c.c. del rectificador alcance el valor máximo posible (reduciendo la corriente directa) y valores más bajos en la tensión del inversor. Sin embargo, para alta carga requiere más potencia reactiva en el parque eólico *offshore*, lo que hace aumentar las pérdidas en el parque. Como puede observarse en la Figura 6.25, el valor óptimo de la tensión en c.c. del rectificador tiene una caída de casi el 5%.

6.7. Conclusión

Los resultados del problema de optimización para diferentes velocidades del viento y variación de los parámetros exponen la exactitud y robustez del algoritmo propuesto. Del mismo modo, los resultados son coherentes con trabajos presentados en la literatura [98]-[103] y muestran que la capacidad del GADA en el control (principalmente de su capacidad de potencia reactiva) es fundamental para un funcionamiento óptimo del parque eólico *offshore*. Por último, al permanecer la tensión U_{dr} casi constante para cualquier escenario óptimo, los resultados sugieren la conveniencia de considerar la posibilidad de utilizar un

rectificador no controlado (diodos) en el enlace HVdc en lugar de costosos convertidores con tiristores.

Por otra parte, la simulación con el perfil del viento real muestra la robustez del algoritmo propuesto para alcanzar la solución óptima en condiciones reales. Los resultados indican que los cambios en las consignas de las variables de control en el sistema parque eólico *offshore*-HVdc son esenciales para hallar el funcionamiento óptimo. La capacidad de potencia reactiva de los GADA permite el suministro de la potencia reactiva necesaria para cumplir con las mínimas pérdidas en la operación del sistema. Además, la controlabilidad de la potencia reactiva de los GADA no es capaz de modificar la inyección de potencia reactiva a la red eléctrica externa, por lo que el factor de potencia a la salida del sistema resulta limitado y dependiente de la velocidad del viento, de modo que es necesario incluir un sistema de compensación para corregirlo.

Capítulo 7

Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas a partir del estudio, del análisis y de las simulaciones desarrolladas en esta Tesis. También se presentan las aportaciones originales y las publicaciones asociadas. Por último, se proponen las líneas de investigación futuras que den continuidad y complemento al trabajo presentado.

7.1. Conclusiones generales

En este trabajo se ha presentado un estudio de los parques eólicos *offshore* conectados mediante un enlace en continua para transportar grandes cantidades de energía. Para su análisis se ha simulado un parque compuesto por aerogeneradores de velocidad variable con generadores asíncronos doblemente alimentados (GADA) y un enlace de transmisión en corriente continua a alta tensión (HVdc) basado en un convertidor conmutado por red (LCC). Las conclusiones generales para cada tópico estudiado son:

Modelo en régimen estacionario y dinámico del GADA

Se ha presentado el modelo en régimen estacionario y dinámico del GADA. En el modelo estacionario se han desarrollado los límites de capacidad de potencia reactiva de los aerogeneradores basados en el GADA y considerado los límites máximos que introducen las corrientes por los devanados del estator y rotor de la máquina. También se ha mostrado el límite máximo debido a la estabilidad de la máquina. A partir de estos tres límites se ha calculado el límite total del aerogenerador utilizado como restricción en los problemas de optimización presentados en el capítulo 6.

En el modelo dinámico se han desarrollado las ecuaciones que representan en variables de estado la operación del GADA cuando está conectado a la red.

Esquemas de control del GADA en modo aislado

Se ha demostrado, a partir del modelo dinámico, que con un control apropiado, y considerando otros elementos de control, se puede lograr una conexión en modo aislado del GADA. Se demuestra también que el GADA puede tener respuesta inercial ante cambios de frecuencia. Se ha utilizado un seguidor de fase en cuadratura (QPLL) que relaciona la dinámica del control del convertidor conectado al rotor con la respuesta inercial de la máquina. De esta forma se acopla el par electromagnético y la frecuencia de la red. Se ha simulado, para su demostración, una conexión de modo aislado del GADA que alimenta una carga pasiva y realiza cambios en la carga y en la velocidad del viento, y se ha comprobado la respuesta inercial del GADA en modo aislado. Tal y como se ha demostrado en las simulaciones realizadas, el control de la tensión y de la frecuencia no es regulado por el GADA con el sistema propuesto.

Control coordinado entre el GADA y el HVdc-LCC

La respuesta inercial del GADA en modo aislado posibilita la coordinación con un enlace HVdc basado en un convertidor conmutado por red (LCC) para regular la tensión y la frecuencia. Para ello se ha implementado un control que considere la regulación del ángulo de disparo del rectificador del HVdc. Por otro lado, el control de potencia no es llevado por el HVdc, sino por las condiciones del viento que inciden en el aerogenerador basado en GADA. Se ha demostrado, a través de la simulación, la coordinación entre los sistemas de control del GADA y del HVdc-LCC para evacuar la potencia producida por el parque, manteniendo así la tensión y la frecuencia constantes para cualquier condición del viento. De esta forma, resulta posible prescindir de dispositivos adicionales para la conexión de un parque eólico *offshore* con un sistema de conexión a la orilla HVdc-LCC.

Gestión de potencia reactiva en el parque eólico *offshore*

En el capítulo 4 se han mostrado las ecuaciones cuasi-estacionarias del HVdc. Con este modelo, y con las restricciones en la capacidad de potencia reactiva del GADA, se ha formulado un problema de optimización que relaciona todas las variables que involucra un sistema parque eólico *offshore* basado en GADA y un enlace HVdc-LCC. El problema considera dos modelos para modelar el parque: en primer lugar, un modelo agregado para realizar un análisis rápido que refleje el comportamiento óptimo del

parque; en segundo lugar, un modelo desagregado que incluya las pérdidas que puedan introducir las líneas de distribución en el parque eólico, y que demuestre la controlabilidad de la potencia reactiva en cada aerogenerador.

Para la resolución del problema de optimización se ha aplicado un algoritmo de control que gestiona el reparto de la potencia reactiva dentro del sistema parque eólico *offshore*-HVdc a través de la asignación de las variables de control, como son los ángulos de disparo en los convertidores del HVdc, los cambios en las tomas para modificar relaciones de transformación en los transformadores de los convertidores y la potencia reactiva que debe generar cada GADA dentro del parque eólico. Se ha comprobado que el algoritmo cumple con todas las restricciones impuestas por el problema de optimización.

7.2. Aportaciones originales

Las aportaciones originales de la presente Tesis doctoral son:

- Se ha desarrollado un sistema de control para el GADA en modo aislado que puede proveer de capacidad de respuesta inercial al aerogenerador ante cambios en la frecuencia.
- Se ha desarrollado un sistema de control coordinado entre el GADA y un sistema de transmisión HVdc-LCC que permite regular la magnitud de la tensión y de la frecuencia ante cambios en la velocidad del viento y del sistema.
- Se ha propuesto un método de análisis del problema de optimización que incluye las capacidades de potencia reactiva del aerogenerador basado en GADA en un modelo agregado. El modelo integra en este método la operación del HVdc con todas las restricciones del sistema GADA-HVdc.
- Se ha propuesto un método de análisis del problema de optimización que incluye las capacidades de la potencia reactiva del aerogenerador basado en GADA en un parque eólico de varios generadores. En este método, el modelo integra en un solo problema todas las restricciones, tanto del sistema GADA como del HVdc y de las líneas internas del parque eólico *offshore*.
- Se ha propuesto un algoritmo de control para la gestión de potencia reactiva en un parque eólico *offshore* utilizando el método de análisis de problema de optimización.

7.3. Publicaciones

Revistas científicas (Journal Citation Report)

1. **Montilla-DJesus M.E.**, Arnaltes S., and Martin D.S., "A coordinated system of control in an offshore wind farm", *Proc. 13th European Conference Power Electronics and Applications*, 2009. *EPE '09*, pp. 1-10, 8-10 Sept. 2009. (Publicado en 2009).
2. **Montilla-DJesus M. E.**, Santos-Martin D., Arnaltes S., and Castronuovo E. D., "Optimal Operation of Offshore Wind Farms With Line-Commutated HVDC Link Connection", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.25, no.2, pp.504-513, June 2010 (Aceptado 2009-Publicado 2010).

Revistas técnicas profesionales

1. **Montilla-DJesus M. E.**, "Sistema coordinado de control-características técnicas", *Eolus actualidad de la industria eólica*, edición 44, julio-agosto 2009.
2. **Montilla-DJesus M. E.**, "HVDC basado en un convertidor de conmutación por línea (LCC)", *Eolus actualidad de la industria eólica*, edición 46, noviembre-diciembre 2009.

7.4. Futuros desarrollos

Se proponen las siguientes futuras líneas de trabajo:

- Considerar un sistema de almacenamiento del GADA para comprobar el arranque en isla de un parque eólico *offshore* conectado con un enlace HVdc-LCC.
- Implementar un sistema de control coordinado entre un parque eólico *offshore* y un enlace HVdc-VSC.
- Formular un problema de optimización que considere las variables y restricciones de un parque eólico *offshore* conectado con un enlace HVdc-VSC.
- Estudiar y analizar la estabilidad del modelo en modo aislado del GADA para comprobar la robustez del sistema propuesto.

Bibliografía

Capítulo 1

- [1] <http://www.ewea.org>. The European Wind Energy Association.
- [2] T. Thiringer, "Integration of large sea-based wind park-how much power electronic devices are needed in order to avoid power quality problems on the grid?", in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, vol. 2, Chicago, Jul. 2000, pp. 1277-1279.
- [3] Ackermann, Editor, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, England: John Wiley & Sons, 2005.
- [4] U.S. Department of Energy, GE y Massachusetts Technology, "A Framework for Offshore Wind Energy Development in the United State", September 2005.
- [5] <http://www.bwea.com> Offshore wind worldwide by BWEA.
- [6] Ministerio de Economía, "Real Decreto 661/2007: Metodología para la Actualización y Sistematización del Régimen Jurídico y Económico de la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial", Madrid, Marzo 2007.
- [7] Martander Olof, "DC Grids for Wind Farms", Thesis for degree of Licentiate of Engineering, School of Electrical and Computer Engineering. Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2002.

Capítulo 2

- [8] Boldea Ion, *Variable Speed Generators*. Boca Raton, USA: CRC Press, 2006.
- [9] Godoy Simões M. and Farret Felix A., *Alternative Energy Systems, design and analysis with induction generators*. Boca Raton, USA: CRC Press, 2008.
- [10] Ackermann, Editor, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, England: John Wiley & Sons, 2005.
- [11] Müller S, Deicke M. and De Doncker, R., "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines", *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 26-33, May-June 2002.

- [12] Mathew Sathyajith, *Wind Energy Fundamentals, resource analysis and economics*. Berlin Heidelberg, Netherland: Springer, 2006.
- [13] Rodríguez Amenedo J.L., Arnalte Gómez S. y Burgos Diaz J.C., *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*. Madrid, España: Rueda, 2003.
- [14] Kirby N.M., Xu L., Luckett, M. and Siepmann, W., "HVDC Transmission for Large Offshore Wind Farms", *Power Engineering Journal*, June 2002.
- [15] Stevenson, W., *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México: McGraw-Hill, 1988.
- [16] <http://www.hornsrev.dk>, Horns Rev Offshore Wind Farm.
- [17] <http://www.dongenergy.com/Nysted/EN/Pages/index.aspx>, Nysted Offshore Wind Farm.
- [18] <http://www.ewea.org>. The European Wind Energy Association.
- [19] <http://www.bwea.com> Offshore wind worldwide by BWEA.
- [20] Martander Olof, "DC Grids for Wind Farms", Thesis for degree of Licentiate of Engineering, School of Electrical and Computer Engineering. Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2002.
- [21] Lundberg Stefan, "Configuration Study of Large Wind Park", Thesis for degree of Licentiate of Engineering, School of Electrical and Computer Engineering. Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2003.
- [22] Green J., Bowen A., Fingersh L.J., and Wan, Y. "Electrical Collection and Transmission for Offshore Wind Power", 2007 Offshore Technology Conference, Houston, Texas-USA, May 2007.
- [23] <http://www.abb.com>, XPLE cable systems.
- [24] Gómez Expósito, Antonio, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Madrid: McGraw-Hill, 2002.
- [25] Wright S., Rogers A., Manwell J. and Ellis A., "Transmission Options for Offshore Wind Farms in the United States" AWEA 2002.
- [26] Eriksson K., Halvarsson P., Wensky D. and Häuslen M., "System Approach on Designing an Offshore Wind Power Grid Connection", Proceeding of fourth international Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Network for Offshore Wind Farms, Göteborg Sweden, 2003.

- [27] Barberis Negra N., Todorovic J., y Ackermann T., "Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms", *Elsevier-Electric Power System Research*, vol. 76, pp. 916-927, 2006.
- [28] Cartwrigth P., Xu L., y Sasse C., "Grid Integration of Large Offshore Wind Farms Using Hybrid HVDC Transmission", *Nordic Wind Power Conference*, Chalmers University Of Technology, pp. 1-2, Marzo 2004.
- [29] M. Aktarujjaman, M.A. Kashem, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, "Black Start with DFIG Based Distributed after Major Emergencies," in *Proc. International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, New Delhi, 12-15 Dec. 2006, pp. 1-6.
- [30] Saad-Saoud Z., Lisboa M.L., Ekanayake, J.B., Jenkins N., Strbac G., "Application of STATCOMs to Wind Farms", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib*, vol.145 No. 5, September 1998.
- [31] Sood Vijay K., *HVDC and FACTS Controllers Application of Static Converters in Power Systems*. Massachussetts-USA: Kluwer Academic Publishers, Norwell, 2004.
- [32] Rashid Muhammad H., *Power Electronic Handbook*. Massachussetts-USA: Academic Press, 2007.
- [33] Asplund G., "Application of HVDC Light to Power System Enhancement", *IEEE, Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 4, pp. 23-27, January 2000.
- [34] Lazarides L., "Economic Comparison of HVAC and HVDC Solution for Large Offshore Wind Farms Under Special Consideration of Reliability", *Master Thesis*. Göteborg, Sweden: Royal Institute of Technology, 2005.
- [35] <http://www.abb.com>, HVDC Light.
- [36] Axelsson U., Holm A., Liljegren C., Aberg M., Eriksson K., Tollerz O., "The Gotland HVDC Light project – Experiences from Trial and Commercial Operation", *IEE, Conference Publication No. 482*, June 2001.
- [37] Ackermann T., "Transmission Systems for Offshore Wind Farms", *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 22, No. 12, pp. 1-2, December 2002.
- [38] Brakelmann H., "Efficiency of HVAC Power Transmission from Offshore Windmills to the Grid", *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, Italia, 2003.
- [39] Mohan Ned, *First Course on Power System*. Minneapolis-USA: MNPERE, 2006.
- [40] <http://www.siemens.com/hvdc>, HVDC, Siemens.
- [41] Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.

- [42] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 19, No. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
- [43] Giannoccaro Dimitris, "Impact of Statcom on the interconnection of offshore wind farms with HVDC technology", Master Thesis. Göteborg, Sweden: School of Electrical Engineering, Royal Institute of Technology, 2006.
- [44] Thiringer T., "Integration of Large Sea-based Wind Parks – How Much Power Electronic Divides are Needed in Order to Avoid Power Quality Problems on The Grid?", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 2, pp. 1277-1279, Jul 2000.
- [45] Reidy Aishling y Watson Rick, "Comparison of VSC based HVDC and HVAC Interconnections to a Large Offshore Wind Farm", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 1, pp. 1-8, Jun 2005.
- [46] Fraile Mora, Jesús, *Electromagnetismo y Circuitos Eléctricos*. Madrid, España: McGraw-Hill, 2005.
- [47] Padiyar K.R., *HVDC Power Transmission Systems Technology and System Interactions*. New Delhi, India: Wiley Eastern, 1990.

Capítulo 3

- [48] Godoy Simões M. and Farret Felix A., *Alternative Energy Systems, design and analysis with induction generators*. Boca Raton, USA: CRC Press, 2008.
- [49] Fraile Mora, Jesús, *Electromagnetismo y Circuitos Eléctricos*. Madrid, España: McGraw-Hill, 2005.
- [50] Peña R., Clare J.C. y Ascher G.M., "Doubly Fed Induction Generator using back-back PWM converters and its application to variable-speed wind energy generation", *IEE Proceeding Electric Power Applications*, Vol. 43, No. 3, pp. 231-241, Mar 1996.
- [51] Müller S., Deicke M. y De Doncker R., "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines", *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 26-33, May-June 2002.
- [52] Ledesma Pablo y Usaola Julio, "Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Analysis", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 20, No. 2, pp. 388-397, June 2005.
- [53] Leonard Werner, *Control of Electrical Drives*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2001.
- [54] Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [55] Kovács P.K., *Transient Phenomena in Electrical Machines*. Amsterdam: Elsevier, 1984.

- [56] Krause Paul, Wasynczuk Oleg y Sudhoff Scott, *Analysis of Electric Machinery*. New York: IEEE Press, 1995.
- [57] Novotny D.W and Lipo T. A., *Vector Control and Dynamic of AC Drives*. New York: Oxford University Press, 1996.
- [58] Ackermann, Editor, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, England: John Wiley & Sons, 2005.

Capítulo 4

- [59] <http://www.siemens.com/hvdc>, HVDC, Siemens.
- [60] <http://www.abb.com>, HVDC, ABB.
- [61] Padiyar K.R., *HVDC Power Transmission Systems Technology and System Interactions*, New Delhi, India: Wiley Eastern, 1990.
- [62] Sood Vijay K., *HVDC and FACTS Controllers Application of Static Converters in Power Systems*. Massachusetts-USA: Kluwer Academic Publishers, Norwell, 2004.
- [63] <http://www.hvdc.ca>, Wooford Demis A., "HVDC Transmissions".
- [64] Arrillaga Jos, *High Voltage Direct Current Transmission*. London: IEE Power and Energy Series 29, 1998.
- [65] Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [66] Mohan N., Underland T. y Robbins W., *Power Electronics Converters, Applications and Design*. New York: John Wiley, 2da Edition, 1995.

Capítulo 5

- [67] Blaschke F., "The principle of field orientation as applied to the new transvector closed-loop systems for rotating field machines", *Siemens Review*, pp. 217-220, 1972.
- [68] Peña Guiñez Ruben, "Vector Control Strategies for a Doubly fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine", PhD Thesis. University of Nottingham, 1996.
- [69] Hopfensperger B., Atkinson D. and Lakin R.A., "Stator flux oriented control of a doubly fed induction machine with and without position encoder", *IEE Proceeding Electric Power Applications*, Vol. 147, No. 4, pp. 241-250, Jul 2000.

- [70] Peña R., Clare J.C. and Ascher G.M., "Doubly Fed Induction Generator using back-back PWM converters and its application to variable-speed wind energy generation", *IEE Proceeding Electric Power Applications*, Vol. 43, No. 3, pp. 231-241, Mar 1996.
- [71] Ekanayake J.B., Holdsworth L. and Jenkins N., "Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG)", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 67, pp. 207-215, 2003.
- [72] Müller S., Deicke M. and De Doncker R., "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines", *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 26-33, May-Jun 2002.
- [73] Peña R., Clare J.C. and Asher G.M., "A doubly fed induction generator using back to back PWM converters supplying an isolated Load from a Variable Speed Wind Turbine", *IEE Proceeding Electric Power Applications*, Vol. 143, No. 5, September 1996.
- [74] Ackermann, Editor, *Wind Power in Power Systems*. Chichester, England: John Wiley & Sons, 2005.
- [75] Holdsworth L., Wu X.G., Ekanayake J.B. and Jenkins N., "Comparison of Fixed Speed and Doubly Fed Induction Wind Turbine during Power Systems Disturbance", *IEE Proceeding Generation Transmission Distribution*, Vol. 150, No. 3, May 2003.
- [76] Holdsworth L., Ekanayake J.B. and Jenkins N., "Power System Frequency Response from Fixed Speed and Doubly Fed Induction Generator based Wind Turbines", *Wind Energy*, Vol. 7, No. 4, pp. 21-35, 2004.
- [77] Holtz J. and Stadtfeld S., "A predictive current controller for stator current vector of ac machine fed from a switched voltage source", *IPEC*, pp. 1665-1667, 1983.
- [78] Zhang L., Norman R. and Shepherd W., "Long range predictive of current regulated PWM for induction motor drive using the synchronous reference frame", *IEEE Transactions control systems technology*, Vol. 5, pp. 119-126, Jan 1997.
- [79] Lorenz R.D. and Lawson D.B., "Performance of feed forward current regulators for field oriented induction machines controllers", *IEEE Transactions Industry Applications*, Vol. 23, pp. 597-602, July/August 1987.
- [80] Takahashi I., and Ohmori Y., "High-performance direct torque control of an induction motor", *IEEE Transactions Industry Applications*, Vol. 25, N 2, pp. 257-64, May 1989
- [81] Depenbrock M., "Direct self-control (DSC) of inverter-fed induction machine", *IEEE Transaction Industry Applications Power Electronics*, Vol.3, pp 420-429. October. 1988.

- [82] Onishi T., "Three phase PWM converter/inverter by means of instantaneous active and reactive power control," in Proceeding International Conf. Ind. Electron. Contr. Instrum. (IECON'91), Vol. 1, 1991, pp. 819-824.
- [83] S. Arnalte and J.L. Rodriguez-Amenedo, "Sensorless direct power control of a doubly fed induction generator for variable speed wind turbines," IEEE 10th Power Electronics and motion control Conference, 2004. EPE-PEMC 02. Vol. 1, Sept 2002.
- [84] Leonard Werner, *Control of Electrical Drives*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2001.
- [85] Hopfensperger B., Atkinson D. and Lakin R.A., "Stator flux oriented control of a cascaded doubly induction machine", *IEE Proceeding Electric Power Applications*, Vol. 146, No. 6, pp. 597-605, 1999.
- [86] Harnefors L. and Hans-Peter N., "Robust Current Control of AC Machine using The Internal Model Control Method", IEEE Industry Applications Conference 13 Annual Meeting, Vol. 1, October 1995.
- [87] Hu Jia Bing, He Yi-Kang, and Zhu Jian Guo, "The Internal Model Current Control for Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator", IEEE Industry Applications Conference, Vol. 1, pp. 209-215, October 2006.
- [88] Tennakoon A.P., Arulampalam A., Ekanayake J.B. and Abeyratne S.G., "Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generator (DFIG) for Wind Energy Applications", First International Conference on Industrial and Information Systems, Sri Lanka, August 2006.
- [89] Morren Johan and WH de Haan Sjoerd, "Ridethrough of Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generator during Voltage Dip", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 20, No. 2, Jun. 2005.
- [90] Petersson Andrea, "Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbines", PhD Thesis. Göteborg: Chalmers University of Technology, 2005.
- [91] Xiang Dawei, Ran Li, Bumby Jim, Tavner Peter and Yang Shunchang, "Coordinated Control of an HVDC Link and Doubly Fed Induction Generators in a Large Offshore Wind Farm", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 1, Jan. 2006.
- [92] Li R., Bozhko S., Asher G.M., Clare J.C. and Yao Li and Sasse C., "Grid Frequency Control Design for Offshore Wind Farm with Naturally Commutated HVDC Link Connection", IEEE ISIE Meeting, Montreal, July 2006.
- [93] Karimi Houshang, Karimi-Ghartemi Masoud and Iravine M.R., "Estimation of Frequency and its Rate of Change for Applications in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, April 2004.

- [94] Karimi-Ghartemi Masoud, Karimi Houshang and Iravine M. Reza, "A Magnitude/Phase-Locked Loop Systems Based on Estimation of Frequency and in-phase/Quadrature-Phase Amplitudes", *IEEE Transactions on Industrial Electronic*, Vol. 51, No. 2, April 2004.
- [95] Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [96] Arrillaga Jos, *High Voltage Direct Current Transmission*. London: IEE Power and Energy Series 29, 1998.
- [97] Ledesma Pablo y Usaola Julio, "Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Analysis", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 20, No. 2, pp. 388-397, June 2005.

Capítulo 6

- [98] Castronuovo E.D., Usaola J., and Jaramillo A., "Delegated dispatching of wind farms: an optimal approach considering continuous control and interruption capabilities", *Wind Energy*, vol. 12, n. 4, pp 332-347, May 2009.
- [99] Castronuovo E.D., Martínez-Crespo J., and Usaola J., "Optimal Controllability of Wind Generators in a Delegated Dispatch", *Electrical Power Systems Research*, vol. 77, n. 10, pp. 1442–1448, August, 2007.
- [100] Real Decreto 661/2007, B.O.E nº 126 de 25/05/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, disponible: <http://www.cne.es>
- [101] Red Eléctrica de España, REE, "Programación de la generación de origen renovable no gestionables, PO.3.7," Marzo. 2000.
- [102] Almeida R.G. de, Castronuovo E.D., and Peças Lopes J.A., "Optimum Generation Control in Wind Park When Carrying Out System Operator Request", *IEEE Transactions on Power System*, vol. 21,no. 2, May 2006.
- [103] Moyano C.F., and Peças Lopes J.A., "Using an OPF like Approach to Define the Operational Strategy of a Wind Park under a System Operator Control," in *IEEE Power Tech.*, Lausanne, pp. 651-656., Jul. 2007.
- [104] <http://www.ree.es>, Red Eléctrica de España.
- [105] Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [106] Kimbark E., *Direct Current Transmission*. New York: Wiley-Inter-Science, 1971.
- [107] Ambriz-Pérez H., Acha E., and Fuerte-Esquivel C.R., "High Voltage Direct Current Modeling in Optimal Power Flows", *International J. Electric Power Energy System*, pp. 6-10, 2007.

- [108] Gómez Expósito Antonio, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Madrid, España: McGraw-Hill, 2002.
- [109] Castronuovo E.D., Campagnolo J.M., and Salgado R., "New versions of nonlinear interior point methods applied to the optimal power flow," in Proc. IEEE T&D Latin America, São Paulo, Brazil, Apr. 2002.
- [110] Aktarujjaman M., Kashem M.A., Negnevitsky M., and Ledwich G., "Black Start with DFIG Based Distributed after Major Emergencies", in Proc. International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, 12-15, pp. 1-6, New Delhi, India, Dec. 2006.
- [111] Miranda M.S. and Dunn R.W., "One-hour-ahead wind speed prediction using a Bayesian methodology", Proc. 2006 Power Eng. Society General Meeting, Montreal, October 2006.
- [112] Khan A.A. and Shahidehpour M., "One day ahead wind speed forecasting using wavelets", Proc. 2009 Power System Conference and Exposition PSCE, Seattle, March 2009.
- [113] Ahlstrom M.L., Jones L., Zavaldi R.M. and Grant W., "The future of wind forecasting and utility operations", *IEEE power and energy magazine*, 2005.
- [114] Milligan M., Schwartz M., and Wan Y.H., "Statistical Wind Power Forecasting Models: Results for US Wind Farms", in Proc. 2003 Windpower Conference, Austin, 2003.
- [115] <http://www.abb.com/cables> ABB, XLPE cable system user's guide.

Apéndices

Apéndice A

Datos Técnicos

Parámetros de la turbina eólica

Velocidad de arranque, v_{cut-in}	4 m/s
Velocidad nominal del viento, v_n	12 m/s
Velocidad de giro nominal (turbina eólica), n_T	16 rpm
Velocidad de giro nominal (generador), n_m	1510,5rpm
Ángulo de calado, β	0º
Diámetro del rotor, D_{pala}	76m
Longitud de la pala, L_{pala}	37m
Área de barrido, A	4500 m ²
Relación de la multiplicadora	97,75

Parámetros del generador asíncrono

Potencia nominal, P_{nom}	1.5MW
Tensión nominal, U_{nom}	690V
Frecuencia nominal, f_{nom}	50Hz
Deslizamiento nominal, s_{nom}	0.7%
Constante de inercia, H	1.5s

Resistencia del estator, R_s	0.0015 Ω
Resistencia del rotor, R_r	0.0015 Ω
Reactancia de dispersión en el estator, X_{sl}	0.02999 Ω
Reactancia de dispersión en el rotor, X_{rl}	0.02100 Ω
Reactancia de magnetización, X_m	1.04929 Ω

Parámetros en la etapa continua de los convertidores del GADA

Tensión nominal, E_{dc}	1000V
Capacidad del condensador, C	500e-3 F

Parámetros de la bobina de filtrado en el convertidor conectado a red del GADA

Resistencia, R_a	0.00090 Ω
Reactancia, X_a	0.07225 Ω

Parámetros del HVdc

Tensión nominal, U_{cc}	400kV
Corriente nominal, I_{cc}	2kA
Potencia nominal, P_{nom}	800MW
Bobina alisador, L	0.3H
Filtros sintonizados al 11 ^{va} , 13 ^{va} , 23 ^{va} y 25 ^{va}	90MVar

Parámetros del transformador del convertidor del HVdc

Potencia nominal, S_{trafo}	450MVA
Relación de transformación, a	36kV/160kV
Impedancia de cortocircuito, Z_{cc}	0.0025+j0.25p.u

Apéndice B

Valores Base

1. Los valores base seleccionados corresponde a los valores nominales en el estator del generador asíncrono del GADA.

$V_{ac\ base}$ = valor máximo de la tensión de fase [V]

S_{base} = potencia nominal del generador [VA]

f_{base} = valor nominal de la frecuencia de alimentación [Hz]

$\omega_{base} = 2\pi f_{base}$ [rad/s, elec]

$\omega_{mbase} = \frac{\omega_{base}}{p}$ [rad/s, mec] donde p es el número de pares de polos

$I_{ac\ base} = \frac{2}{3} \frac{S_{base}}{V_{ac\ base}}$ [A]

$Z_{ac\ base} = \frac{V_{ac\ base}}{I_{ac\ base}}$ [Ω]

$L_{ac\ base} = \frac{Z_{ac\ base}}{\omega_{base}}$ [H]

$\psi_{base} = \frac{V_{ac\ base}}{\omega_{base}}$ [Wb]

$T_{base} = \frac{3}{2} p \psi_{base} I_{ac\ base}$ [Nm]

2. Para el sistema GADA-HVdc se tiene:

Etapas Alternas:

$V_{ac\ base}$ = valor de línea del sistema GADA-HVdc [V]

S_{base} = potencia nominal del generador o del parque según el caso [VA]

$$I_{ac\ base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{ac\ base}} [A]$$

Etapas continuas del HVdc, los valores bases seleccionados son [B.1]:

$V_{dc\ base} = K_b V_{ac\ base} [V]$ donde $K_b = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} n_b$ siendo n_b el número de puentes en serie conectados en el HVdc

$$I_{dc\ base} = \frac{\sqrt{3}}{K_b} I_{ac\ base} [A]$$

$$Z_{dc\ base} = K_b^2 Z_{ac\ base} [\Omega]$$

[B.1] C.N. Lu, S.S. Chen, and C.M. Ong, "The incorporation of HVDC equations in optimal power flow methods using sequential quadratic programming technique," *IEEE Trans. Power Apparatus System*, vol. 3, no. 3, pp. 1005-1011 August. 1998.

Apéndice C

Modelo Interno de Control IMC (*Internal Model Control*)

En los años 60, el campo de la ingeniería química se interesó en aplicar, para los procesos químicos, un nuevo desarrollo en la teoría del control óptimo de estados de espacios. Aunque esta teoría había sido aplicada con éxitos en sistemas eléctricos y mecánicos, la aplicación en los procesos químicos era desconocida. A principio de los 70, después de largos ensayos y estudios, los industriales y académicos empezaron a darse cuenta que debido al desconocimiento en las perturbaciones de los procesos químicos y a la inexactitud de los parámetros físicos involucrados en estos, era difícil (quizás imposible), utilizar la teoría de control óptimo de manera coherente y reproducible. Por lo tanto, al estudiar procesos con modelos de incertidumbres y limitaciones propias en las variables de control, la teoría no fue abordada explícitamente por las dificultades de aplicación. A finales de los 70 se desarrollaron métodos para abordar explícitamente procesos químicos con modelos de incertidumbres y limitaciones. Estos métodos llegaron a ser conocidos como *Modelo de Control Interno* [C.1] y más tarde considerado como métodos del *control robusto* [C.2]. Después de más de una década de su desarrollo, el IMC se usa ampliamente en la industria química y últimamente en las máquinas de c.a. [C.3], [C.4] específicamente en las turbinas eólicas que utilizan generadores asíncrono doblemente alimentado [C.5], [C.6], [C.7], [C.8].

La estructura principal del IMC es señalada en la Figura C.1. Esta estructura usa un modelo interno $G(p)$ en paralelo con la planta del sistema $G(p)$. Para la máquina asíncrona (específicamente doblemente alimentada), \mathbf{u} e \mathbf{y} son los vectores de tensión del rotor y corriente respectivamente.

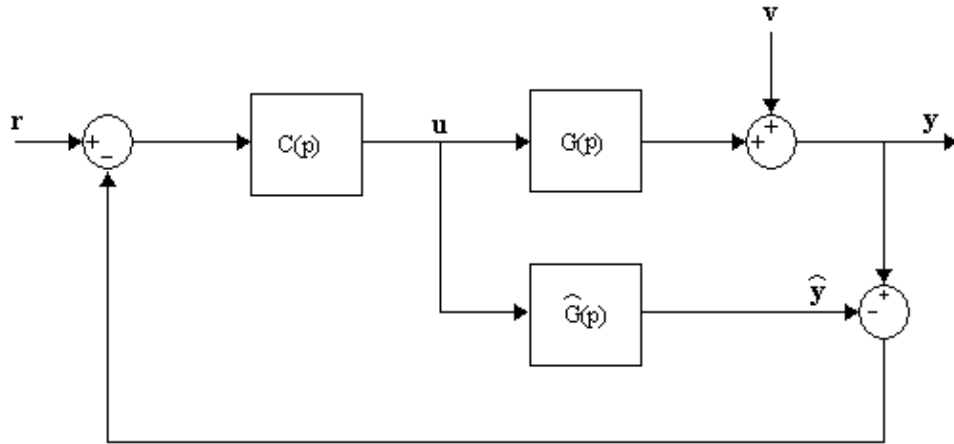


Figura C.1 Estructura principal del Modelo de Control Interno (IMC).

El vector de referencia de las corrientes es $\mathbf{r} = [i_d^*, i_q^*]^T$ y \mathbf{v} es una perturbación. El lazo de control es completado a través del controlador IMC denotado por el bloque $C(p)$. Los bloques $G(p)$, $\hat{G}(p)$ y $C(p)$ son matrices de funciones de transferencia.

Vale la pena señalar algunas características interesantes acerca de la estructura del IMC:

- La estructura del modelo de control interno puede ser considerado un caso especial de una estructura clásica de control, tal como se muestra Figura C.2. El controlador $F(p)$ en este sistema relaciona al modelo interno $G(p)$ con el controlador $C(p)$ de la siguiente manera:

$$F(p) = [\mathbf{I} - C(p)G(p)]^{-1} C(p) \quad (C.1)$$

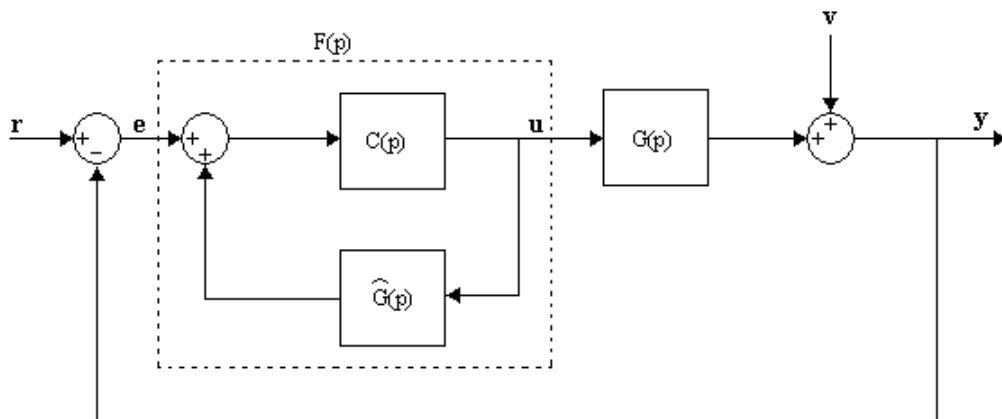


Figura C.2 Estructura clásica de un sistema de control.

donde \mathbf{I} es la matriz de identidad. Por lo tanto, $U(p) = R(p) - Y(p)$. Para obtener la acción integral en el controlador necesario para evitar errores en régimen permanente, se debe cumplir la siguiente igualdad: $\mathbf{I} - C(0)G(0) = 0$. Se cumple que la matriz de identidad debe ser igual a $C(0)G(0)$.

- b) Si el modelo interno es perfecto, es decir $G(p) = G(p)$, la matriz de la función de transferencia en lazo cerrado del sistema es:

$$G_c(p) = G(p)C(p) \quad (C.2)$$

Por consiguiente, el sistema de lazo cerrado es estable: sí y sólo sí $G(p)$ y $C(p)$ son estables. Para ello se debe encontrar todos los posibles valores de $F(p)$ para la planta estable $G(p)$. Esto es un caso especial de la parametrización de Youla [C.3], en el cual se puede intentar hacer que $C(p) = G^{-1}(p)$, dado que $G_c(p) = \mathbf{I}$. Es decir, toda la dinámica de la planta sería cancelada y la señal de salida y alcanzará la referencia r instantáneamente. Está claro que este resultado óptimo no se puede cumplir debido a varias razones: si $G(p)$ es de fase no mínima, entonces $G^{-1}(p)$ sería inestable; si $G^{-1}(p)$ es casi nunca propia entonces $G^{-1}(p)$ no podría ser implementado; si hay algún intento de cancelar la dinámica de la planta, las magnitudes de las señales de control serían grandes; por último, el método es altamente sensible a errores del modelo. Sin embargo, esta idea se puede utilizar realizando algunas modificaciones en el controlador.

Si factorizamos $G(p)$ de manera que uno de sus factores incluya todos los ceros en el lado derecho del plano complejo y todos los tiempos de retraso, se podrá obtener:

$$C(p) = G_M^{-1}(p) \quad (C.3)$$

La ecuación (C.3) resuelve la primera de las razones antes señaladas. Por tanto, para poder desajustar el controlador óptimo se introduce un filtro paso bajo $L(p)$ y la ecuación (C.2) se transforma en:

$$C(p) = G_M^{-1}(p)L(p) \quad (C.4)$$

Este filtro normalmente es una matriz en diagonal cuyos valores vienen dados por:

$$L(p) = \text{diag} \left[\frac{\alpha_1^n}{(p + \alpha_1)^n}, \frac{\alpha_2^n}{(p + \alpha_2)^n}, \dots, \frac{\alpha_{n_y}^n}{(p + \alpha_{n_y})^n} \right] \quad (\text{C.5})$$

Donde n es un valor positivo entero cuya magnitud es suficientemente grande para que $C(p)$ llegue a ser propia, es decir, el orden del denominador es más grande que el orden del numerador. También de (C.4), se observa que el sistema a lazo cerrado puede ser robusto haciendo α_i pequeño.

[C.1] Levine William S., "Control System Fundamentals" CRC Press, Boca Raton, 2000.

[C.2] Morari M. y Zafiriou E., "Robust Process Control", Prentice Hall, New York, 1989.

[C.3] Harrefors L. y Hans-Peter N., "Model Based Current Control of AC Machine using The Internal Control Method", IEEE Transactions Industry Applications, Vol. 34, No. 1, Enero/Febrero 1998.

[C.4] Harnefors L. y Hans-Peter N., "Robust Current Control of AC Machine using The Internal Model Control Method " IEEE Industry Applications Conference 13 Annual Meeting, Vol. 1, Octubre 1995.

[C.5] Hu Jia Bing, He Yi-Kang, y Zhu Jian Guo "The Internal Model Current Control for Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator" IEEE Industry Applications Conference, Vol. 1, pág. 209-215, October 2006.

[C.6] Tennakoon A.P., Arulampalam A., Ekanayake J.B. y Abeyratne S.G., "Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generator (DFIG) for Wind Energy Applications" First International Conference on Industrial and Information Systems, Sri Lanka, August 2006.

[C.7] Morren Johan y WH de Haan Sjoerd, "Ridethrough of Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generator during Voltage Dip" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, No. 2, June 2005.

[C.8] Peterson Andrea, "Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbines", Phd Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2005.

Apéndice D

Modelo aerodinámico de la turbina eólica

En la literatura, el comportamiento del rotor de la turbina antes diferentes condiciones del viento ha sido modelado apoyándose en varias teorías. Entre las más utilizadas se tienen las siguientes:

- Teoría del momento axial o método simplificado de Beltz
- Teoría del elemento de pala
- Teoría de los torbellinos

En esta Tesis se utilizó la teoría del momento axial o método simplificado de Beltz [D.1], [D.2], [D.3]. Este se basa en la eficiencia aerodinámica para extraer de la turbina eólica la máxima potencia de salida. Para encontrar esta potencia se considera algunas hipótesis:

- Las condiciones del flujo del aire son ideales, es decir el flujo es asumido incomprensible y homogéneo.
- El rotor está hecho de un número infinito de palas.
- La presión estática delante y atrás del rotor es igual a la presión atmosférica
- No se toma en cuenta la velocidad de rotación del rotor ni tampoco la estela dejada por el viento.

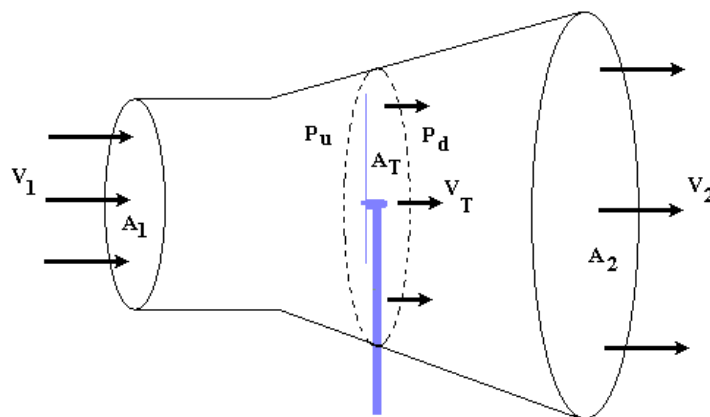


Figura D.1 Modelo de tubo del flujo del viento axial.

En la Figura D.1 se muestra el modelo de tubo del flujo del viento axial. Este modelo está formado por las secciones axiales del flujo del viento aguas arriba de la turbina (A_1), aguas abajo de la turbina (A_2) y la sección axial dejada por la turbina (A_T). También se muestran, las velocidades del viento en esas secciones V_1 , V_2 , y V_T , respectivamente.

De acuerdo a la ley de la conservación de la masa, la masa de aire circulando a través de esas secciones son iguales: Por tanto se cumple:

$$\rho_a A_1 V_1 = \rho_a A_T V_T = \rho_a A_2 V_2 \quad (D.1)$$

Donde ρ_a es la *densidad del aire*.

La fuerza de empuje experimentado por el rotor de la turbina es debido a la diferencia de presión que hay entre el flujo de aire aguas arriba (P_u) y la presión aguas debajo (P_d) de la turbina y viene dado por la ecuación (D.2):

$$F_T = (P_u - P_d) A_T \quad (D.2)$$

Aplicando la ecuación de Bernoulli [D.2] en cada sección y considerando que la presión estática en las secciones A_1 y A_2 son iguales a la presión atmosférica ρ_a se obtiene:

$$(P_u - P_d) = \frac{\rho_a (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (D.3)$$

Sustituyendo (D.3) en (D.2) se obtiene la fuerza de empuje en función de las velocidades aguas arriba y aguas abajo:

$$F_T = \frac{\rho_a A_T (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (D.4)$$

La velocidad en el disco actuador del rotor es la velocidad promedio entre la velocidad aguas arriba y aguas abajo, entonces:

$$V_T = \frac{(V_1 - V_2)}{2} \quad (D.5)$$

Se define el coeficiente de velocidad inducida axial “ a ” como el grado en el cual la velocidad del viento aguas arriba del rotor es más lento debido a la turbina [D.1], [D.2]. Por tanto, esta viene definida por la ecuación (D.6).

$$a = \frac{(V_1 - V_T)}{V_1} = 1 - \frac{V_T}{V_1} \quad (D.6)$$

Utilizando la ecuación (D.5) y (D.6) se encuentra:

$$\begin{aligned} V_T &= V_1(1 - a) \\ V_2 &= V_1(1 - 2a) \end{aligned} \quad (D.7)$$

La potencia mecánica disponible P_m en el rotor depende de la energía cinética transferida del aire al rotor. La energía cinética por unidad de volumen de una masa de aire es definida por la ecuación (D.8).

$$W_w = \frac{1}{2} \rho_a v_a (V_1^2 - V_2^2) \quad (5.8)$$

Donde v_a es el volumen de aire de la sección transversal A_1 .

Por consiguiente, la potencia eólica de la turbina será:

$$P_m = \frac{dW_w}{dt} = \frac{1}{2} \rho_a A_T V_T (V_1^2 - V_2^2) \quad (D.9)$$

Sustituyendo la ecuación (D.7) en (D.9) se tiene:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_a A_T V_1^3 4a(1 - a)^2 = P_w C_p \quad (D.10)$$

Donde P_w es la potencia eólica y C_p es el coeficiente de potencia.

Si se busca el máximo valor posible de C_p se encuentra que el valor máximo teórico del coeficiente de potencia en el eje horizontal de la turbina es 16/27. Por lo tanto, la máxima potencia entregada por la turbina eólica será:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_a A_T V_1^3 \frac{16}{27} \quad (D.11)$$

De la ecuación (D.11) es posible extraer el 59.3% de la energía del viento. Este límite para el coeficiente de potencia es conocido como límite de Beltz [D.2], [D.4].

Las simplificaciones consideradas hasta aquí son válidas con las hipótesis planteadas anteriormente. Normalmente en una turbina eólica real estas hipótesis no se cumplen por completo y por tanto se consideran otros parámetros relacionados con la geometría del rotor para definir el coeficiente de potencia. Este coeficiente estará en función del ángulo de calado de la pala β y el coeficiente de velocidad específica $\lambda = \frac{R_{pala}\omega_r}{V_1}$, siendo R_{pala} el radio de la pala de la turbina, ω_r la velocidad de giro del rotor y V_1 la velocidad del viento aguas arriba de la turbina.

La ecuación (D.10) se transforma en:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_a A_T V_1^3 C_p(\lambda, \beta) = P_w C_p(\lambda, \beta) \quad (D.12)$$

Utilizando el coeficiente de velocidad específica λ , se encuentra que el par mecánico desarrollado por el rotor esta dado por la ecuación (D.13):

$$T_m = \frac{1}{2} \rho_a R_{pala} V_1^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (D.13)$$

En las turbinas de velocidad variable se utilizan funciones analíticas que permiten calcular el coeficiente de potencia con mucha exactitud [D.1], [D.3], ajustándose a los datos aportados por los fabricantes.

Una de esas funciones analíticas es la siguiente [D.1]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda_i \quad (D.14)$$

Donde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda + 0.08\beta)} - \frac{0.035}{(\beta^3 + 1)} \quad (D.15)$$

Los coeficientes c_1 hasta c_6 tiene los siguientes valores: $c_1=0.5176$; $c_2=116$; $c_3=0.4$; $c_4=5$; $c_5=21$; $c_6=0.0068$.

A partir de esta función se halla la curva de rendimiento del rotor en función de la velocidad específica λ y el ángulo de paso de pala β . En la Figura D.2 se muestra la curva señalándose el C_{pmax} para el coeficiente de velocidad específica optima de diseño, λ_{opt} .

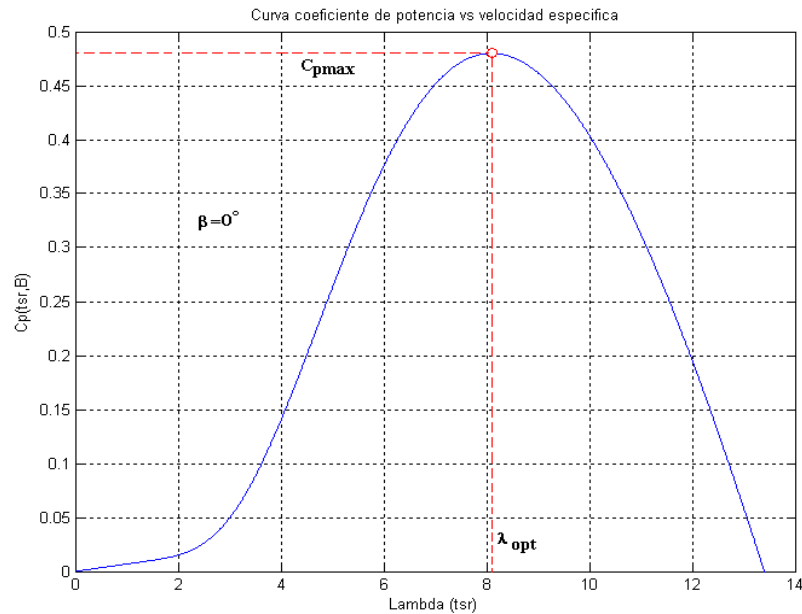


Figura D.2 Curva coeficiente de potencia (C_p) en función de la velocidad específica (λ) para $\beta = 0^\circ$.

Para las turbinas con velocidad variable el margen de velocidad de giro están en un rango del $\pm 30\%$. Para el caso de estudio, la variación será del 20% por encima y por debajo de la velocidad de sincronismo. La velocidad de giro máximo se alcanza para velocidades del viento inferior a la velocidad del viento nominal ($V_n = 12\text{m/s}$). A esta velocidad la turbina eólica funciona con la máxima velocidad de giro permitida tanto para el funcionamiento a plena carga y a carga parcial.

En las Figuras D.3 y D.4 se muestran respectivamente, las características de potencia y par en función de la velocidad de giro del rotor a diferentes velocidades del viento. Además, se muestran en estas graficas la curva de máximo seguimiento de potencia y de par.

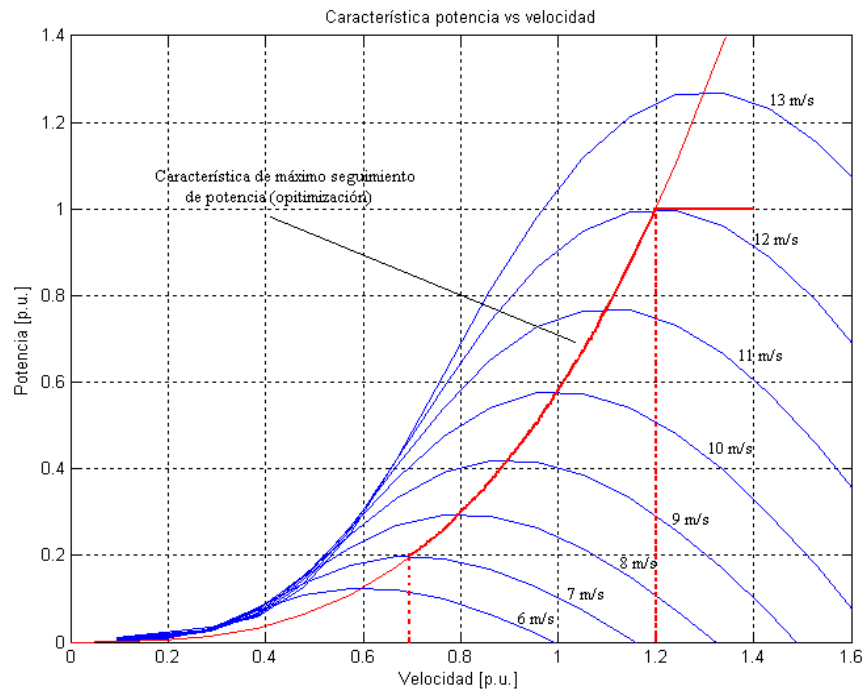


Figura D.3 Característica potencia-velocidad de giro para diferentes velocidades del viento.

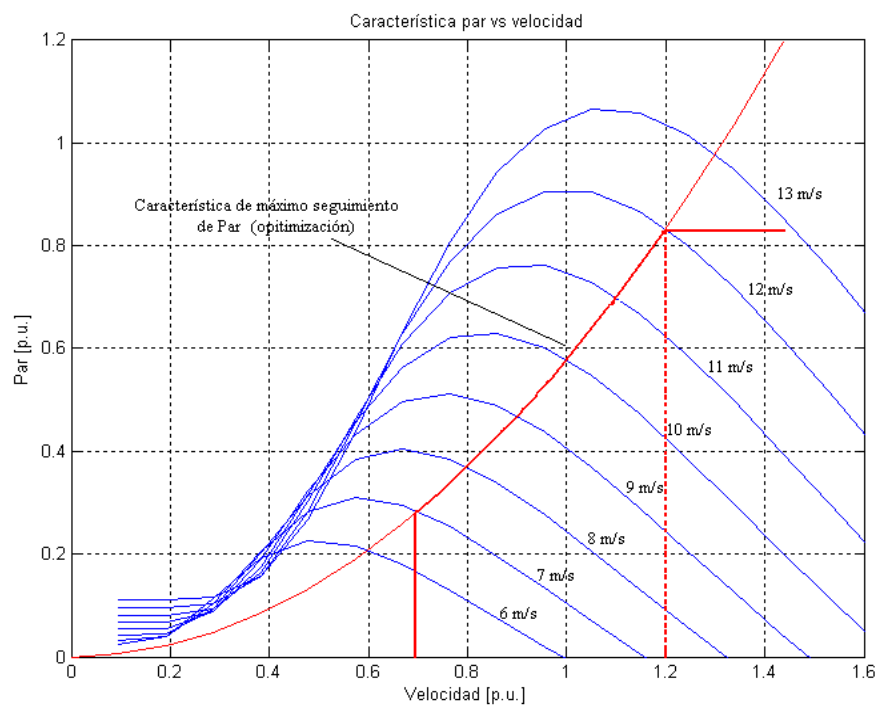


Figura D.4 Característica par-velocidad de giro para diferentes velocidades del viento.

La curva de seguimiento de máxima potencia consiste en adaptar el valor de giro de la turbina a la velocidad del viento incidente, con el fin de maximizar, el coeficiente de potencia y hallar la máxima potencia mecánica posible desarrollada por la turbina eólica.

Para explicar el criterio de optimización de potencia, se debería observar primeramente la característica de la “potencia mecánica vs velocidad del viento” y los diferentes modos

de operación para llevar a cabo la estrategia de regulación. A continuación se muestra la característica potencia mecánica vs velocidad del viento en la Figura D.5.

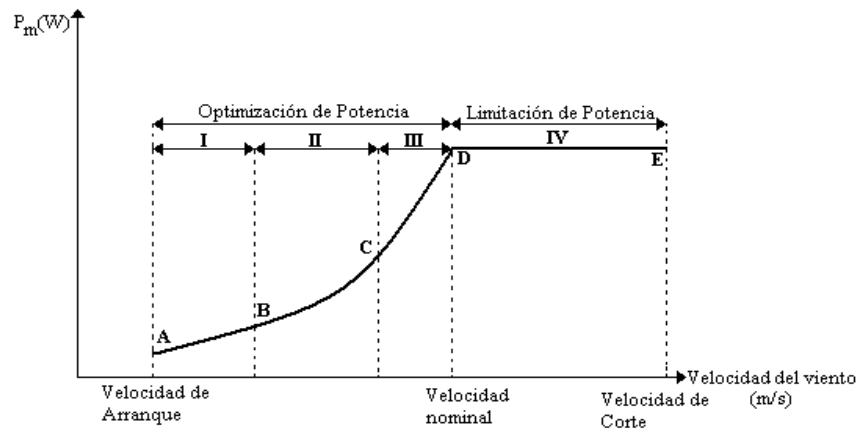


Figura D.5 Características potencia mecánica-velocidad del viento y los modos de operación para el control de la turbina eólica.

La principal tarea de la estrategia de regulación es encontrar la máxima captura de energía (óptima) para los diferentes modos de operación. En la Figura D.6 se muestra la característica “potencia eléctrica vs velocidad de giro del generador”. En ella se puede observar cómo se adapta los modos de operación, visto en la Figura D.5, con la velocidad de giro a desarrollar la máquina eléctrica.

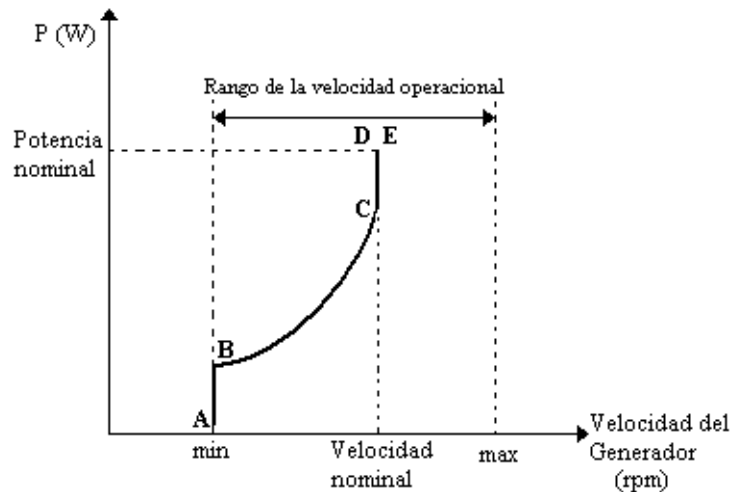


Figura D.6 Características potencia eléctrica vs velocidad del generador.

En la zona I de la Figura D.5, la velocidad del generador toma el valor mínimo que puede desarrollar la máquina cuando está conectado a la red, esta no debe confundirse con la velocidad de arranque del rotor de la turbina, cuando no hay producción de

potencia por parte del generador. En la zona II, la potencia eléctrica del generador evoluciona mediante una ley cúbica con la velocidad del generador [D.5].

$$P_{opt} = K_{opt}\omega^3 \quad (D.16)$$

De esta forma se mantiene el óptimo coeficiente de velocidad específica (λ). En la zona III, el generador alcanza la velocidad nominal, la estrategia de regulación trata de mantener esta velocidad y generar la potencia del generador. Por último está la zona IV, en esta, el control de paso de pala es aplicado para reducir la potencia mecánica de entrada y la turbina eólica no aumente su régimen de giro ante aumentos de la velocidad del viento.

[D.1] Ackermann T, "Wind Power in Power Systems", John Wiley & Sons, England 2005.

[D.2] Mathew Sathyajith, "Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics" Springer, Berlin Heidelberg, 2006.

[D.3] Heir Siegfried, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems" John Wiley, London, 2006.

[D.4] Ackermann T, "Transmission Systems for Offshore Wind Farms", IEEE Power Engineering Review, Vol. 22, No. 12, pp 1-2, December 2002.

[D.5] Peña Guíñez Ruben, "Vector Control Strategies for a Doubly fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine" PhD Thesis, University of Nottingham, 1996.

